



Daniel Kurt Josef Schubert

Bewertung von Szenarien für Energiesysteme

Potenziale, Grenzen und Akzeptanz

EE²

Lehrstuhl für Energiewirtschaft

> sustainable energy systems >
Boysen-TUD-Graduiertenkolleg

Boysen-TUD-Graduiertenkolleg

IMPRESSUM

Herausgeber:

Technische Universität Dresden
Fakultät der Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
01062 Dresden

Tel.: +49 351 463-33297
Fax: +49 351 463-39763
E-Mail: ee2@mailbox.tu-dresden.de
Internet: <http://www.ee2.biz>

ISBN: 978-3-86780-487-5

Stand: 05/2016

Alle Rechte vorbehalten.

Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potenziale, Grenzen und Akzeptanz

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doctor rerum politicarum (Dr. rer. pol.)

vorgelegt an der

Fakultät Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Dresden
am 22. September 2015

von

Dipl.-Volksw. Dipl.-Kfm.
Daniel Kurt Josef Schubert
geb. 17. März 1985 in Würzburg

Verteidigt am 21. April 2016

Betreuende Hochschullehrer und Gutachter

Prof. Dr. Dominik Möst
Technische Universität Dresden
Fakultät Wirtschaftswissenschaft
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Prof. Dr. Werner J. Patzelt
Technische Universität Dresden
Philosophische Fakultät
Institut für Politikwissenschaften

DANKSAGUNG

Obwohl vorne auf einer Dissertationsschrift nur ein Name stehen kann, gibt es natürlich eine Reihe von Personen ohne deren Anregung und Unterstützung, die Erstellung dieser Arbeit in der vorliegenden Form nicht möglich gewesen wäre:

An vorderster Stelle gilt so mein Dank meinem Erstbetreuer, Mentor und Gutachter Prof. Dr. Dominik Möst, der mich nicht nur fachlich durch die Promotion und die Tücken der energiewirtschaftlichen Modellierung, sondern auch durch das Boysen-TUD-Graduiertenkolleg geleitet hat. Für tiefgreifende Diskussionen und treffende Hinweise möchte ich mich zudem bei meinem Ko-Betreuer Prof. Dr. Werner J. Patzelt bedanken, ebenso wie bei den weiteren Mitgliedern der Promotionsprüfungskommission Prof. Dr. Edeltraud Günther und Prof. Dr. Alexander Kemnitz.

Mein besonderer Dank gilt den Stiftern des Boysen-TUD-Graduiertenkollegs, der gemeinnützigen Friedrich und Elisabeth Boysen-Stiftung sowie der Technischen Universität Dresden, welche die Arbeit von finanzieller Seite erst ermöglicht haben. Dieser Dank gilt auch dem E.ON Stipendienfonds für die Finanzierung meines Forschungsaufenthalts an der Norwegischen Handelshochschule (NHH) in Bergen.

Eine wertvolle Stütze waren mir zudem meine Kollegen sowohl am Lehrstuhl für Energiewirtschaft als auch am Boysen-TUD-Graduiertenkolleg, die meine Zeit in Dresden in jeder Hinsicht bereichert haben. In bleibender Erinnerung bleibt mir insbesondere die Zusammenarbeit an vorderster Front bei unserem München-Projekt mit meinen Mitstreitern Alexander von Selasinsky, Thomas Meyer und Sebastian Thuß. Hervorheben möchte ich zudem die tatkräftige Unterstützung durch meine studentischen Mitarbeiter Caroline Sperlich und Matthias Dierle, die auch über die Literatur- und Datenrecherche hinaus die Arbeit begleitet haben.

In jeder Hinsicht Halt und Heimat gaben mir dabei meine Familie: meine Schwester Sabine in Hamburg, meine liebe Großmutter Emmy sowie meine geschätzten Eltern Monika und Kurt in Würzburg. Aus tiefstem Herzen bin ich meiner Frau Anna-Maria dankbar, welche das Projekt Dissertation von Anfang an begleitet und unterstützt sowie für die vielen Entbehrungen in dieser Zeit Verständnis aufgebracht hat.

INHALTSVERZEICHNIS

Abkürzungsverzeichnis	viii
Nomenklatur: Strommarktmodell	xi
Nomenklatur: EEG-Modell	xv
1 Einleitung	1
2 Einordnung der Arbeit	4
2.1 Eingrenzung des Betrachtungsfeldes der Energiewende	4
2.2 Begriffseingrenzung	6
2.2.1 Energieszenarien und Transformationspfade	6
2.2.2 Gesellschaftliche Akzeptanz	7
2.2.3 Politische Durchsetzbarkeit	9
2.3 Gesellschaftliche Faktoren im Szenariokonstruktionsprozess	10
2.4 Abschließende Einordnung der Arbeit	12
3 Analyse bestehender Szenariostudien	14
3.1 Vorgehen	14
3.1.1 Analyserahmen	14
3.1.2 Analysedurchführung	21
3.1.3 Studienauswahl	22
3.2 Ergebnisse	24
3.2.1 Gesellschaftliche Akzeptanz	24
3.2.2 Politische Durchsetzbarkeit	27
3.2.3 Transparente Szenariogestaltung	28
3.3 Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen	30
4 Messung von Akzeptanzfaktoren	32
4.1 Untersuchungsdesign	32
4.1.1 Datenerhebung über Telefoninterviews	32
4.1.2 Vorgehen der Untersuchung	33
4.2 Ergebnisse der Telefonbefragung	34
4.2.1 Stichprobenbeschreibung	35
4.2.2 Bedeutung der Akzeptanzfaktoren (Umfrage 1)	36
4.2.3 Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks (Umfrage 1)	42
4.2.4 Qualitative Bewertung der Akzeptanzfaktoren (Umfrage 2)	43
4.2.5 Zahlungsbereitschaften für einen Transformationspfad (Umfrage 2)	52
4.2.6 Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks (Umfrage 1 & 2)	63
4.3 Methodische Einschränkungen	64
4.4 Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen	66

5	Persistenz der Bevölkerungseinstellungen.....	67
5.1	Untersuchungsvorgehen	67
5.2	Betrachtung der Persistenz von Akzeptanzfaktoren	68
5.2.1	Akzeptanzfaktoren mit hoher Gewichtung durch die Bevölkerung.....	69
5.2.2	Akzeptanzfaktoren mit niedriger Gewichtung durch die Bevölkerung ...	75
5.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen	81
6	Integration von Akzeptanzfaktoren in Energiesystemmodelle	83
6.1	Integration von Akzeptanzfaktoren in verwendete Modelle.....	83
6.2	Bildung des Haushaltsstrompreises	85
6.2.1	Organisation der Elektrizitätswirtschaft	85
6.2.2	Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises	87
6.2.3	Preisbildung am Day-Ahead-Markt.....	89
6.3	Szenariorechnungen und verwendete Modellansätze	92
7	Strommarktmodell ELTRAMOD-INVEST.....	93
7.1	Vorläufermodelle und Einordnung	93
7.2	Berücksichtigung mehrjähriger Entscheidungen	95
7.3	Mathematische Beschreibung von ELTRAMOD-INVEST	99
7.3.1	Zielfunktion: Minimierung der jährlichen Systemausgaben.....	99
7.3.2	Nebenbedingungen	101
7.4	Übersicht über Datengrundlagen.....	109
7.4.1	Preisbasis und Inflationsrate	109
7.4.2	Kraftwerkspark	110
7.4.3	Technologiedaten.....	113
7.4.4	Rohstoffpreise.....	123
7.4.5	Elektrizitätsnachfrage	125
7.4.6	Transnationales Elektrizitätstransportnetz	127
7.4.7	Reservebedarf.....	129
7.4.8	Emissionen.....	129
7.4.9	Flächennutzung.....	130
7.4.10	Beschäftigungseffekte.....	132
7.5	Modellimplementierung	137
7.6	Modellvalidierung	137
7.6.1	Strompreise	138
7.6.2	Stromerzeugung.....	142
7.6.3	Stromtausch	144
7.6.4	Emissionen.....	145
7.6.5	Bewertung der Validierungsergebnisse	146

7.7	Grenzen des Modellansatzes	146
7.7.1	Marktverständnis und Akteursverhalten.....	147
7.7.2	Investitionsentscheidungen.....	147
7.7.3	Berücksichtigung von Unsicherheiten	148
7.7.4	Preisinformation auf Basis der Systemausgaben	149
7.7.5	Flexibilität der Nachfrage	150
7.7.6	Integration des europäischen Transportnetzes.....	150
7.7.7	Integration des Wärmesektors	151
7.7.8	Weitere Systemgrenzen	152
8	Aufwendungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEG-Modell).....	154
8.1	Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im EEG.....	154
8.1.1	Entwicklung des EEG.....	154
8.1.2	Fördermechanismus.....	155
8.1.3	Historische Entwicklung und Prognosen der EEG-Umlage	160
8.2	Mathematische Beschreibung des Modellansatzes.....	162
8.2.1	Zusammensetzung des EEG-Umlagebetrags.....	163
8.2.2	Ermittlung des umlagerelevanten Stromverbrauchs	167
8.2.3	Kopplung mit ELTRAMOD-INVEST	168
8.3	Übersicht über die Datengrundlagen	168
8.3.1	Preisbasis und Inflationsrate	169
8.3.2	Vergütungen für Bestandsanlagen vor 2014.....	169
8.3.3	Vergütungen für Neuanlagen ab 2014.....	172
8.3.4	Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten	177
8.3.5	Sonstige Einnahmen und Ausgaben	178
8.3.6	Umlagerelevanter Letztverbrauch.....	178
8.4	Modellimplementierung	179
8.5	Modellvalidierung	179
8.6	Grenzen des Modellansatzes	181
8.6.1	Politische Entwicklung	181
8.6.2	Abhängigkeit vom Strommarkt	182
8.6.3	Weitere Systemgrenzen	182
9	Strompreise unter Berücksichtigung des Netzausbaus	184
9.1	Aggregierte Betrachtung der Strompreisentwicklung	184
9.2	Abweichende Netzausbaukosten	186
9.2.1	Investitionen in den Netzausbau	186
9.2.2	Jährliche Zuordnung der Netzausbauaufwendungen	189
9.2.3	Jährliche technologiespezifische Aufwendungen	190

9.3	Grenzen des Ansatzes	191
10	Entwicklung und Analyse der Transformationspfade	193
10.1	Definition der Szenariowelten	193
10.2	Ergebnisse der Szenariowelten	195
10.2.1	Kapazitäten und Produktionsmengen	195
10.2.2	Versorgungssicherheit	200
10.2.3	Umweltverträglichkeit	204
10.2.4	Wirtschaftlichkeit	206
10.3	Definition der Sensitivitätsanalysen	213
10.3.1	CO ₂ -Emissionszertifikate: Marktstabilitätsreserve	213
10.3.2	Rohstoffpreise	214
10.3.3	Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen	214
10.3.4	Veränderungen des Nachfrageverhaltens	215
10.4	Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen	218
10.4.1	CO ₂ -Emissionszertifikate: Marktstabilitätsreserve	219
10.4.2	Rohstoffpreise	221
10.4.3	Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen	226
10.4.4	Veränderungen des Nachfrageverhaltens	228
10.4.5	Vergleich der Sensitivitätsanalysen	235
10.5	Einordnung energiewirtschaftlicher Zusammenhänge	239
11	Gesellschaftliche Barrieren der Transformationspfade	242
11.1	Gesellschaftliche Akzeptanz der Transformationspfade	242
11.1.1	Bewertung mit qualitativen Akzeptanzfaktoren	243
11.1.2	Bewertung der Strompreise und der Zahlungsbereitschaft	244
11.1.3	Kritische Einordnung der Ergebnisse	246
11.2	Politische Durchsetzbarkeit der Transformationspfade	247
11.2.1	Maßnahmen zur Umsetzung der Braunkohle-Ausstiegs-Welt ②	248
11.2.2	Rechtliche Umsetzbarkeit der Braunkohle-Ausstiegs-Welt ②	249
11.2.3	Politische Machbarkeit der Braunkohle-Ausstiegs-Welt ②	253
11.2.4	Einordnung der Ergebnisse	267
12	Onlinemethoden zur Datenerhebung	269
12.1	Zielstellung	269
12.2	Vorgehen	270
12.2.1	Zielgruppe und Verbreitungskanäle	270
12.2.2	Weblog	271
12.2.3	Onlinebefragung	273
12.3	Ergebnisse der Nutzung von Onlinemethoden	274

12.3.1	Weblog	274
12.3.2	Onlinebefragung	275
12.4	Einordnung der Ergebnisse.....	281
13	Zusammenfassung und Ausblick	283
13.1	Zusammenfassung	283
13.1.1	Bestehende Szenariostudien (Kapitel 3).....	283
13.1.2	Bevölkerungsbefragungen (Kapitel 4–5).....	284
13.1.3	Modellierung von Energieszenarien (Kapitel 6–10).....	285
13.1.4	Gesellschaftliche Barrieren der Szenariowelten (Kapitel 11).....	286
13.1.5	Onlinemethoden (Kapitel 12)	287
13.2	Gesamtwürdigung der Arbeit und Schlussfolgerungen.....	288
13.3	Ausblick auf weiterführende Forschungsfelder.....	289
Quellenverzeichnis.....		292
Abbildungsverzeichnis.....		323
Tabellenverzeichnis.....		328
Anhang.....		333
A.1	Übersicht über die Akzeptanzfaktoren und deren Kategorisierung.....	333
A.2	Frageelemente der beiden Telefonbefragungen.....	336
A.3	Erneuerbare Energien in den Regionalgruppen.....	346
A.4	Programmcode von ELTRAMOD-INVEST	347
A.5	NTC-Werte	357
A.6	Emissionsfaktoren	358
A.7	Beschäftigte in Kraftwerken.....	359
A.8	Annahmen für Vergütungssätze nach EEG 2014.....	360
A.9	Stromproduktion in der Referenzwelt nach Ländern.....	363
A.10	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse	364
A.11	Landespolitische Positionen zur Braunkohle.....	369
A.12	Inhaltsanalyse zur Positionierung zum Klimabeitrag	370
A.13	Weblog auf http://www.energieszenarien.de	382
A.14	Onlinebefragung mit Limesurvey.....	386

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ABl.	Amtsblatt der Europäischen Union
AbLaV	Verordnung für abschaltbare Lasten
AEUV.....	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGEB.....	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AtG.....	Atomgesetz
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDI.....	Bundesverband der Deutschen Industrie
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BGBL.	Bundesgesetzblatt
BImSchG.....	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV.....	Verordnung zur Durchführung Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BK-Aus.	Braunkohleausstieg
BMWi.....	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA.....	Bundesnetzagentur
BR-Drucks.	Bundesratdrucksache
BT-Drucks.	Bundestagsdrucksache
CATI	Computer Assisted Telephone Interview
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ -Äquiv.	Kohlendioxid-Äquivalente
Dena	Deutsche Energieagentur
DLR.....	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Diss.	Dissertation
DT	Dampfturbine
ed.	Editor
EE.....	Erneuerbare Energien
EEG.....	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG.....	Energiewirtschaftsgesetz
EEX.....	European Energy Exchange
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX.....	European Power Exchange
EWI.....	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

EVU	Energieversorgungsunternehmen
FES.....	Friedrich-Ebert-Stiftung
FÖS	Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft
FVEE.....	ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
GG.....	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland
GHD.....	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GT	Gasturbine
GuD.....	Gas- und Dampfturbinenprozess
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
IEA.....	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
i. V. m.....	in Verbindung mit
IWES.....	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Inst.	Institut
IPCC.....	Intergovernmental Panel on Climate Change
Konv.....	Konventionelle
MAE.....	Mean absolute error
M.....	Mittelwert
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MSR.....	Markstabilitätsreserve
n.....	Fallzahl
NCG	NetConnect Germany
NEP	Netzentwicklungsplan
NO _x	Stickoxide
NSV.....	Nettostromverbrauch
NTC.....	Net Transfer Capacities
PEG	Primärenergiegewinnung
PSP.....	Pumpspeicherkraftwerk
RGBL.	Reichsgesetzblatt
Rn.	Randnummer
RMSE.....	Root Mean Square Error
SD	Standardabweichung
SKE.....	Steinkohleeinheiten
SOEP.....	Sozio-ökonomisches Panel
SO ₂	Schwefeldioxid
SRU.....	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StromEinspG....	Stromeinspeisegesetz

StromNEV.....	Stromnetzentgeltverordnung
Tschech. Rep. ..	Tschechische Republik
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
URL.....	Uniform Resource Locator
VBW	Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
W.	Welt
WACC.....	Gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz
WEO.....	World Energy Outlook

NOMENKLATUR: STROMMARKTMODELL

Nachfolgend werden die zur mathematischen Beschreibung des Strommarktmodells ELTRAMOD-INVEST benötigten Indizes, Indexmengen, Parameter und positiven Variablen definiert.

Indizes

c	:=	Land
cc	:=	Land (Alias-Index)
f	:=	Rohstoff
p	:=	Kraftwerksanlagen
t	:=	Stunde
$tech$:=	Technologie
y	:=	Jahr

Indexmengen

C	:=	Länder
P_c	:=	Anlagen des Landes c
P_{chp}	:=	Anlagen mit Kraft-Wärme-Auskopplung
$P_{chp,c}$:=	Anlagen mit Kraft-Wärme-Auskopplung des Landes c
$P_{chp,nres,c}$:=	Anlagen mit Kraft-Wärme-Auskopplung, die negative Regelleistung bereitstellen können, des Landes c
P_{fluct}	:=	Anlagen mit zeitabhängiger Produktionsbeschränkung
$P_{fluct,c}$:=	Anlagen mit zeitabhängiger Produktionsbeschränkung des Landes c
$P_{nchp,nres,c}$:=	Anlagen ohne Kraft-Wärme-Auskopplung, die negative Regelleistung bereitstellen können, des Landes c
P_{nonchp}	:=	Anlagen ohne Kraft-Wärme-Auskopplung
$P_{nonfluct}$:=	Anlagen ohne zeitabhängiger Produktionsbeschränkung
$P_{pres,c}$:=	Anlagen, die positive Regelleistung bereitstellen können, des Landes c

$P_{ren,c}$	$:=$	Erneuerbare-Energien-Anlagen des Landes c
$P_{reservoir}$	$:=$	Wasserkraftanlagen mit Speichersee
P_{stor}	$:=$	Speicheranlagen
P_{tech}	$:=$	Anlagen der Technologie $tech$
T	$:=$	Stunden des Jahres

Parameter

$avail_fluct_{t,p}$	$:=$	Verfügbarkeitsfaktor der Anlage p mit zeitabhängigen Profil [%]
$avail_p$	$:=$	Verfügbarkeitsfaktor der Anlage p [%]
$c_curt_{t,p}$	$:=$	Ausgaben für die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in t [€/MWh _{el}]
c_dem	$:=$	Ausgaben für die Erhöhung der Nachfrage [€/MWh _{el}]
c_fix_p	$:=$	Fixe Betriebsausgaben für die Anlage p [€/MW _{el}]
c_inv_p	$:=$	Investitionen für den Zubau der Anlage p als Annuitätswert [€/MW _{el}]
$c_lc_down_{t,p}$	$:=$	Ausgaben für die Laststeigerung der Anlage p in t [€/MW _{el}]
$c_lc_up_{t,p}$	$:=$	Ausgaben für die Lastsenkung der Anlage p in t [€/MW _{el}]
$c_op_{t,p}$	$:=$	Variable Ausgaben der Stromerzeugung der Anlage p in t [€/MWh _{el}]
c_trans	$:=$	Ausgaben für den länderübergreifenden Elektrizitätstransport [€/MWh _{el}]
c_voll	$:=$	Ausgaben für die erzwungene Abschaltung von Nachfragern [€/MWh _{el}]
cap_p	$:=$	Nettostromerzeugungskapazität der Anlage p [MW]
$dem_heat_{t,c}$	$:=$	Normierter Wärmebedarfsfaktor von Land c in t [%]
$flh_reservoir$	$:=$	Vollaststunden von Wasserkraftwerken mit Speichersee [h]
$inflation$	$:=$	Erwartete Preissteigerungsrate [%]
$maxload_c$	$:=$	Maximallast eines Jahres in Land c [MW _{el}]

$maxpump_p$	$:=$	Einspeisekapazität der Speicheranlage p [MWh _{el}]
$maxsl_p$	$:=$	Speichervolumen der Anlage p [MWh _{el}]
$new_cap_rest_p$	$:=$	Begrenzung des Leistungszubaus der Anlage p [MWh _{el}]
$ntc_{t,c,cc}$	$:=$	Exportkapazität von Land c nach Land cc in t [MW]
$p2h_coeff_p$	$:=$	Strom-Wärme-Koeffizienten der Anlage p [%]
$pump_fact_p$	$:=$	Speichervolumenfaktor der Anlage p [%]
$renew_target_c$	$:=$	Erneuerbare Energien-Ausbauziel in Land c [%]
res_fluct_fact	$:=$	Anteiliger Reservebedarf in Bezug zur installierten Leistung von Anlagen mit fluktuierender Einspeisung [%]
res_load_fact	$:=$	Anteiliger Reservebedarf in Bezug zur Maximallast [%]
sl_fact_p	$:=$	Speichervolumenfaktor der Anlage p [%]
$wacc_nominal_p$	$:=$	Erwarteter nominaler Kapitalkostensatz der Anlage p [%]
$wacc_real_p$	$:=$	Erwarteter realer Kapitalkostensatz der Anlage p [%]
η_p	$:=$	Wirkungsgrad der Anlage p [%]

Positive Variablen

$CURT_{t,p}$	$:=$	Abgeregelte Elektrizitätsmenge der Erneuerbare-Energien-Anlage p in der Stunde t [MWh _{el}]
$DEM_INC_{t,c}$	$:=$	Erhöhung der Elektrizitätsmenge in Land c in t [MWh _{el}]
$DEM_RED_{t,c}$	$:=$	Reduktion der Elektrizitätsmenge in Land c in t [MWh _{el}]
$EXPORT_{t,c,cc}$	$:=$	Exportierte Elektrizitätsmenge aus Land c von Land cc in t [MWh _{el}]
$G_P_{t,p}$	$:=$	Stromerzeugung in Anlage p in der Stunde t [MWh _{el}]
$IMPORT_{t,c,cc}$	$:=$	Importierte Elektrizitätsmenge in Land c von Land cc in t [MWh _{el}]

$LC_DOWN_{t,p}$	$:=$	Lastsenkung einer Anlage p in t im Vergleich zu $t-1$ [MW _{el}]
$LC_UP_{t,p}$	$:=$	Laststeigerung einer Anlage p in t im Vergleich zu $t-1$ [MW _{el}]
NEW_CAP_p	$:=$	Zubau an Nettostromerzeugungskapazität der Anlage p [MW _{el}]
$PUMP_{t,p}$	$:=$	Einspeisung in Speicher p in t [MWh _{el}]
$SL_{t,p}$	$:=$	Speicherfüllstand von p in t [MWh _{el}]

NOMENKLATUR: EEG-MODELL

Nachfolgend werden die zur mathematischen Beschreibung des EEG-Modells benötigten Indizes, Indexmengen, Parameter und Variablen definiert.

Indizes

$prabs$	$:=$	Privilegierungsstufe bei absoluter Umlagereduktion
$prel$	$:=$	Privilegierungsstufe bei relativer Umlagereduktion
sy	$:=$	Inbetriebnahmejahr
$tech$	$:=$	Technologie
y	$:=$	Jahr

Indexmengen

$PRABS$	$:=$	Privilegierungsstufen bei absoluter Umlagereduktion
$PREL$	$:=$	Privilegierungsstufen bei relativer Umlagereduktion
$Tech$	$:=$	Anlagen der Technologie $tech$
Y	$:=$	Jahre y des Betrachtungszeitraums
Y_y	$:=$	Alle Jahre im Betrachtungszeitraum Y bis zum Jahr y

Parameter

$dv_{alt_{y,tech}}$	$:=$	Direktvermarktungsanteil von Altanlagen der Technologie $tech$ in y [%]
$dv_{y,tech}$	$:=$	Direktvermarktungsanteil von Anlagen der Technologie $tech$ in y [%]
e_{priv}	$:=$	Einnahmen EEG-Umlage von privilegierten Verbrauchern [€]
$eeg_eigen_rel_y$	$:=$	Anteilige EEG-Umlage bei eigenerzeugten Strom in y (relativ) [%]
$eeg_priv_abs_{y,prabs}$	$:=$	Anteilige EEG-Umlage von privilegierten Letztverbrauchern der Stufe $prabs$ in y (absolut) [€/MWh _e]

$eeg_priv_rel_{y,prel}$	$:=$	Anteilige EEG-Umlage von privilegierten Letztverbrauchern der Stufe <i>prel</i> in <i>y</i> (relativ) [%]
e_so_y	$:=$	Sonstige Einnahmen in <i>y</i> [€]
Lf	$:=$	Vorzuhaltender Liquiditätsanteil [%]
$mp_{y,tech}$	$:=$	Marktprämie von Altanlagen der Technologie <i>tech</i> in <i>y</i> [%]
$q_alt_ent_{y,tech}$	$:=$	Entfallende Erzeugungsmenge von Altanlagen der Technologie <i>tech</i> in <i>y</i> [MWh _{el}]
q_alt_{tech}	$:=$	Gesamte Erzeugungsmenge der Altanlagen der Technologie <i>tech</i> vor dem ersten Betrachtungsjahr [MWh _{el}]
sa_y	$:=$	Sonstige Ausgaben in Verbindung mit der EEG-Umlage in <i>y</i>
$v_dv_{sy,tech}$	$:=$	Durchschnittliche Vergütung von Anlagen der Technologie <i>tech</i> in der Direktvermarktung aus dem Inbetriebnahmejahr <i>sy</i> [€/MWh _{el}]
$v_fest_{sy,tech}$	$:=$	Durchschnittliche Vergütung von Anlagen der Technologie <i>tech</i> mit fester Einspeisevergütung aus dem Betriebnahmejahr <i>sy</i> [€/MWh _{el}]
$vne_{y,tech}$	$:=$	Durchschnittliche Vergütung von Anlagen der Technologie <i>tech</i> in der Direktvermarktung in <i>y</i> [€/MWh _{el}]
vs_alt_y	$:=$	Vergütungssumme der Altanlagen im Jahr <i>y</i> [€]
$vz_alt_ent_{y,tech}$	$:=$	Entfallende Vergütungszahlungen von Altanlagen der Technologie <i>tech</i> in <i>y</i> [€]
vz_alt_{tech}	$:=$	Gesamte Vergütungszahlungen der Altanlagen der Technologie <i>tech</i> vor dem ersten Betrachtungsjahr [€]
x_eeg_y	$:=$	Umlage relevanter Stromverbrauch in <i>y</i> [MWh _{el}]
$x_eig_eeg_y$	$:=$	Umlage-relevante eigenerzeugte Strommenge in <i>y</i> [MWh _{el}]
$x_eig_neeg_y$	$:=$	Umlage-befreite eigenerzeugte Strommenge in <i>y</i> [MWh _{el}]
x_esv_y	$:=$	Endstromverbrauch in <i>y</i> [MWh _{el}]
x_npriv_y	$:=$	Nicht privilegierter Letztverbrauch in <i>y</i> [MWh _{el}]

$x_{priv_abs_{y,prabs}}$	$:=$	Privilegierter Letztverbrauch mit absolutem Umlagebetrag der Stufe <i>prabs</i> in y [MWh _{el}]
$x_{priv_rel_{y,prel}}$	$:=$	Privilegierter Letztverbrauch mit relativem Umlagebetrag der Stufe <i>prel</i> in y [MWh _{el}]

Variablen

E_EPEX_y	$:=$	Einnahmen aus der Börsenvermarktung von Technologien in der Festpreisvergütung in y [€]
E_VNE_y	$:=$	Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten in y [€]
EEG_KU_y	$:=$	EEG-Umlage ohne Berücksichtigung Liquiditätsreserve in y [€/MWh _{el}]
EEG_LIQ_y	$:=$	Anteil EEG-Umlage ohne Berücksichtigung Liquiditätsreserve in y [€/MWh _{el}]
$EEG_UB_LIQ_y$	$:=$	Berechnungsgrundlage für die Liquiditätsreserve in y [€]
EEG_UB_y	$:=$	Umzulegender Betrag an nicht privilegierte Verbraucher in y [€]
EEG_y	$:=$	EEG-Umlage in y [€/MWh _{el}]
$MW_{y,tech}$	$:=$	Jahresdurchschnittlicher Marktwert der Technologie <i>tech</i> in y [€/MWh _{el}]
$Q_{sy,tech}$	$:=$	Jährliche Einspeisemenge der Technologie <i>tech</i> des Inbetriebnahmejahres s_y [MWh _{el}]
VS_y	$:=$	Vergütungssumme der neuen Anlagen in y [€]

1 EINLEITUNG

Eine kosteneffiziente sowie sichere Versorgung mit Energie ist unbestritten eine der Grundlagen für den ökonomischen Wohlstand einer modernen Industriegesellschaft (Karl 2011). Gleichzeitig ist die heutige Energieversorgung in Deutschland, die weitgehend auf der Nutzung fossiler Brennstoffe basiert, für den Großteil der emittierten Luftschadstoffe verantwortlich.¹ Daher hat die Bundesregierung mit Fokus auf Umweltschutz und Ressourcenschonung in ihrem Energiekonzept einen tiefgreifenden Umbau der deutschen Energieversorgung bis zum Jahr 2050 beschlossen (BMW und BMU 2010); dieser sieht eine auf Erneuerbaren Energien basierende Versorgung vor, die auf die Nutzung der Kernenergie verzichtet (Jacobs 2012).

Der Umfang der Herausforderung bei der Umsetzung dieser *Energiewende* wird in der Regierungserklärung anlässlich des Ausstiegsbeschlusses aus der Kernenergie deutlich, in der die deutsche Bundeskanzlerin Merkel die mit der Energiewende verbundenen Aufgaben mit der „Quadratur des Kreises“² vergleicht. Dabei sind es nicht mehr nur die technisch-physikalischen und die ökonomischen Herausforderungen, die es bei Transformation des deutschen Energieversorgungssystems zu bewältigen gilt, um den ökonomischen Wohlstand des Industriestandorts Deutschland nicht zu gefährden, sondern für eine erfolgreiche Umsetzung von Großprojekten gewinnt auch die Berücksichtigung der Einstellung sowie der Akzeptanz der Bevölkerung an Bedeutung. Werden diese außer Acht gelassen, drohen Ablehnung und Widerstand, die schließlich zum Scheitern eines Projektes führen können. Dies zeigen die Proteste beim Bahnprojekt *Stuttgart 21* (Novy und Peters 2012) oder die Ablehnung einer zusätzlichen Start- und Landebahn am Münchner Flughafen durch einen Bürgerentscheid in 2012, sieben Jahre nach Einleitung der Planungen (Ruh 2014). Dass die Haltung der Bevölkerung inzwischen auch zu einem kritischen Erfolgsfaktor für die Umsetzung eines Energietransformationspfads geworden ist, wird nicht nur am Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie in Deutschland deutlich, der mit einer veränderten Risikowahrnehmung in der Bevölkerung begründet wird (Ethikkommission Sichere Energieversorgung 2011), sondern auch am Widerstand gegen neue Technologien, wie der Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (CCS)³, die lange Zeit als Option zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Deutschland galt; jedoch hat bereits die Erkundung von

¹ So entfällt rund die Hälfte der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland auf die Energiewirtschaft (UBA 2013b).

² BT- Plenarprotokoll 17/114.

³ Eine Übersicht zur Akzeptanzforschung hinsichtlich CCS findet sich bei Schumann (2012).

Lagerstätten zu massiven Protesten geführt (Pietzner 2015). In der Konsequenz sind bereits bei der Entscheidung für oder gegen einen Energietransformationspfad relevante gesellschaftliche Implikationen zu berücksichtigen, um nicht erst bei der Umsetzung auf Widerstand in der Bevölkerung zu stoßen, der das in Deutschland angestoßene Projekt Energiewende im Ganzen in Frage stellen könnte.

Die Zielstellung dieser Arbeit ist es daher, sich dem Spannungsfeld von gesellschaftlicher Akzeptanz und der technisch-ökonomischen Machbarkeit von Energietransformationspfaden von mehreren Seiten konsekutiv zu nähern, um am Ende Handlungsoptionen der Energiepolitik nicht nur aus techno-ökonomischer, sondern auch aus gesellschaftlicher Perspektive bewerten zu können. Konkret soll damit der Frage nachgegangen werden, welcher Energietransformationspfad in den nächsten Jahrzehnten aus gesellschaftlicher Perspektive in Deutschland verfolgt werden soll.

Um diese Fragestellung beantworten zu können, wird mit der Arbeit ein interdisziplinärer Ansatz verfolgt, der Methoden der energiewirtschaftlichen Forschung mit denen der Kommunikations- und Politikwissenschaft kombiniert. Hierzu ist die Arbeit in mehrere inhaltliche Bereiche gegliedert, die sich verschiedenen Perspektiven und Forschungsansätzen zuordnen lassen (siehe Abbildung 1).

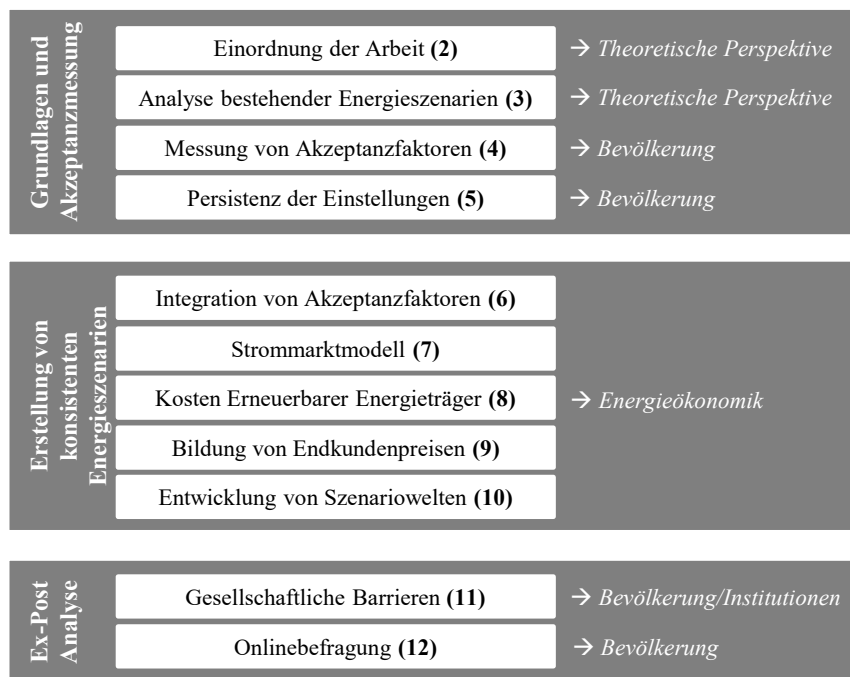


Abbildung 1: Übersicht über die Themen und Kapitel des Hauptteils der Arbeit

Bevor Szenarien mit energiewirtschaftlichen Modellen erstellt und bewertet werden, sollen im ersten Teil der Arbeit zunächst die Grundlagen für die Berücksichtigung der

gesellschaftlichen Perspektive geschaffen werden. Dazu werden in Kapitel 2 die wesentlichen Begriffe der Arbeit erörtert und im Rahmen des Gesamtkontextes der Arbeit eingeordnet. Neben der Begriffsabgrenzung wird in diesem Kapitel aus theoretischer Perspektive dargelegt, welche Ansätze zur Integration gesellschaftlicher Hemmnisse existieren. Daran anschließend soll in Kapitel 3 auf Basis einer vergleichenden Analyse untersucht werden, inwiefern bestehende Studien zur Umsetzung der Energiewende gesellschaftliche Barrieren bereits berücksichtigen, um das Potenzial zur Weiterentwicklung von Szenariostudien zu identifizieren. In Kapitel 4 wird darauf die empirische Messung von Akzeptanzfaktoren mit Hilfe von deutschlandweiten Telefonbefragungen vorgestellt. Anschließend werden die gemessenen Einstellungen zu den Akzeptanzfaktoren in Kapitel 5 hinsichtlich der zeitlichen Stabilität untersucht, welche die Grundlage für die Definition von Energieszenarien (Kapitel 10) sowie für deren Ex-post-Bewertung aus Bevölkerungssicht (Kapitel 11) bilden.

Im zweiten inhaltlichen Teilbereich werden der entwickelte Ansatz zur Erstellung von konsistenten Energieszenarien sowie die erstellten Szenariorechnungen vorgestellt, um im darauffolgenden Teilabschnitt eine detaillierte Analyse der Akzeptanzfaktoren zu ermöglichen. Dazu wird zunächst in Kapitel 6 ein Überblick über die berücksichtigten Akzeptanzfaktoren, den Elektrizitätsmarkt in Deutschland sowie das Zusammenwirken der in den folgenden Kapiteln vorgestellten Modellansätze gegeben. Diese Ansätze umfassen das Strommarktmodell *ELTRAMOD-INVEST* (Kapitel 7), ein Modell zur Ermittlung der Aufwendungen von Erneuerbaren Energien basierend auf dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kapitel 8 sowie darauf aufbauend die Herleitung von Endkundenpreisen unter Berücksichtigung von Netzausbaukosten (Kapitel 9). In Kapitel 10 werden dann die untersuchten Energietransformationspfade (Szenariowelten) und Sensitivitätsanalysen definiert, die im gleichen Kapitel unter Verwendung der zuvor beschriebenen Modellansätze aus energieökonomischer Perspektive analysiert werden.

Der abschließende dritte inhaltliche Themenbereich beschäftigt sich mit der Ex-post-Bewertung der Energietransformationspfade aus gesellschaftlicher Perspektive. Dazu werden die Energietransformationspfade hinsichtlich Barrieren aus Bevölkerungsperspektive sowie anschließend in Bezug auf die politische Umsetzbarkeit untersucht (Kapitel 11). In Kapitel 12 findet dann eine Bewertung der erstellten Szenarien mit einer Onlinebefragung im Rahmen eines Weblogs statt, um zum einen die Ergebnisse der bisherigen Arbeit zu validieren und zum anderen einen zusätzlichen Beitrag zur Wissenschaftskommunikation zu leisten. Im letzten Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst sowie Schlussfolgerungen und weitere Forschungsfelder abgeleitet, welche an die Erkenntnisse dieser Arbeit anknüpfen.

2 EINORDNUNG DER ARBEIT

Um sowohl ein gemeinsames Verständnis für die Perspektive der Arbeit als auch für die verwendeten Begriffe herzustellen, werden in diesem Kapitel das Betrachtungsfeld der *Energiewende* inhaltlich sowie zeitlich eingegrenzt sowie die Begriffe *Energieszenarien*, *gesellschaftliche Akzeptanz* und *politische Durchsetzbarkeit* erläutert. Anschließend werden Möglichkeiten zur Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren im Szenario-konstruktionsprozess dargestellt und eine zusammenfassende Eingrenzung der Arbeit vorgenommen.

2.1 Eingrenzung des Betrachtungsfeldes der Energiewende

Vor dem Hintergrund begrenzter fossiler Energierohstoffe und aufgrund des politischen Wunsches die Kohlendioxid-Emissionen zu senken, besteht die zukünftige „globale Herausforderung, eine sichere, finanzierbare und emissionsarme Versorgung mit Energie bereitzustellen“ (Möst et al. 2013b). Die deutsche Energiewende bricht diese globale Herausforderung des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung im Kern auf nationale Begebenheiten herunter.⁴ Neben diesen beiden Zielen werden mit der Energiewende allerdings auch die „Entwicklung zu einer Energieversorgung ohne Atomenergie“ sowie die Schaffung „neuer Wachstumsfelder mit erheblichen Arbeitsplatzpotenzialen“ beabsichtigt (BT-Drucks. 18/1304). Aus diesen Motiven hat die Bundesregierung eine Reihe von Zielparametern zur Umsetzung der Energiewende abgeleitet, die bis in das Jahr 2050 reichen. Wie aus Tabelle 1 ersichtlich ist, bezieht sich jedoch nur ein Teil der mit der Energiewende verbundenen Ziele auf den Stromsektor. In der Bevölkerung wird die Energiewende allerdings selten über den Stromsektor hinaus wahrgenommen. Deutlich wird dies in einer Umfrage der Verbraucherzentrale Bundesverband (2013), in der zwar über drei Viertel der Befragten den Ausbau der Erneuerbaren Energien, den Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Senkung des Energieverbrauchs mit der Energiewende verbinden, hingegen werden andere Ziele, wie der verstärkte Einsatz von Elektrofahrzeugen, von weniger als der Hälfte der Personen in Zusammenhang mit der Energiewende genannt.

Das geringe Wissen der Bevölkerung über die sonstigen sektorenübergreifenden Ziele der Energiewende wird daher zum Anlass genommen, im weiteren Verlauf der Arbeit den Fokus auf den Stromsektor zu richten. Diese Einschränkung wird vorgenommen, da

⁴ Der Begriff der Energiewende hat sich im Sprachgebrauch für die Transformation des deutschen Energiesystems eingebürgert. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass der Begriff im wörtlichen Sinne aus einem technisch-physikalischen Verständnis nicht korrekt ist.

die in der Arbeit erzielten Ergebnisse von der validen Messung von Bevölkerungseinstellungen abhängen und der Wissensbestand eines untersuchten Objektes wesentlich für deren Stabilität ist (vgl. Crano und Prislin 2006).

Tabelle 1: Überblick über ausgewählte Ziele der Energiewende⁵

Kategorie	2012	2020	2030	2040	2050
Reduktion Treibhausgasemissionen ^a	25%	40%	55%	70%	80%
Anteil EE Bruttoendenergieverbrauch	12%	18%	30%	45%	60%
Reduktion Primärenergieverbrauch ^b	4%	20%	-	-	50%
<i>Stromsektor</i>					
Anteil EE Bruttostromverbrauch	24%	35%	50%	65%	80%
Reduktion Bruttostromverbrauch ^b	2%	10%		25%	
Stromerzeugung Kraftwärmekopplung	17%	25%	-	-	-
Ausstieg der Kernenergie		bis 2023			
<i>Verkehrsbereich</i>					
Reduktion Endenergieverbrauch ^c	1%	10%	-	-	40%
Anzahl Elektrofahrzeuge	10.078	1 Mio.	6 Mio.	-	-

^a Basisjahr 1990.

^b Basisjahr 2008.

^c Basisjahr 2005.

Vor dem Hintergrund der gesellschaftlichen Perspektive auf das Themenfeld Energiewende ergibt sich eine weitere Eingrenzung des Untersuchungsfeldes in Bezug auf die zeitliche Dimension. Dabei ist zu beachten, dass weit entfernt liegende Zeithorizonte nicht mehr die Generation der Befragten selbst betreffen und somit die persönliche Relevanz abnimmt. In der Folge sollte der untersuchte Zeithorizont so gewählt werden, dass er einerseits nicht in einer unbestimmten fernen Zukunft liegt und andererseits unter der Berücksichtigung der Zeitspanne zwischen Entscheidung für und Errichtung von Elektrizitätsinfrastrukturmaßnahmen noch signifikante Gestaltungsräume zulässt. Aus dieser Abwägung heraus wird das Jahr 2030 als Zieljahr gewählt, welches nachfolgend den Endpunkt für die Beschreibung der Transformationspfade darstellt.

⁵ Basierend auf BMWi (2014d).

2.2 Begriffseingrenzung

2.2.1 Energieszenarien und Transformationspfade

Szenarien sind ein wichtiges Instrument für Entscheidungsprozesse in der Wirtschaft, im wissenschaftlichen Umfeld und in der Politik. Aufgrund der vielen Anwendungsfelder von Szenarien, hat sich eine Vielzahl von Definitionen und Kategorisierungsmöglichkeiten herausgebildet (Bradfield et al. 2005). Die Definition des Weltklimarats der Vereinten Nationen (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) spannt dabei einen allgemeingültigen Rahmen. Demnach ist ein Szenario eine kohärente, in sich konsistente, mögliche Beschreibung eines Systemzustands. Hierbei sollte ein Szenario von einer Prognose (bzw. Vorhersage) unterschieden werden, die lediglich den Systemzustand beschreibt, der mit größter Wahrscheinlichkeit erreicht wird (McCarthy et al. 2001, S. 149). Szenarien sind auf Basis dieses Verständnisses also kein geeignetes Instrument, um einen zukünftigen Systemzustand möglichst genau vorherzusagen. Stattdessen lässt sich der Zweck von Szenarien darin sehen, Voraussetzungen und Bedingungen zu bestimmen, die zu einem bestimmten Systemzustand führen können (Renn 1984, S. 171).

Da Szenarien je nach Fragestellung abweichende Blickwinkel einnehmen können, ist eine Abgrenzung von verschiedenen Szenariotypen für den weiteren Verlauf der Arbeit sinnvoll. Nach Börjeson et al. (2006) kann man *prädiktive*, *explorative* sowie *normative* Szenarien voneinander unterscheiden. Ein *prädiktives* Szenario geht der Frage nach „*Was wird passieren?*“ und ist daher mit einer Prognose vergleichbar. Bei *explorativen* Szenarien geht es um die Fragestellung „*Was kann passieren?*“; dabei basiert die Frage meist auf unterschiedlichen Variationen von Annahmen oder Strategien, um beispielsweise die Auswirkungen von verschiedenen Handlungsoptionen zu testen. *Explorative* Szenarien unterscheiden sich damit deutlich von *normativen Szenarien*, die bereits ein festes Ziel vorgeben (z. B. hinsichtlich einer Emissionsminderung) und anschließend der Frage nachgehen „*Wie kann das Ziel erreicht werden?*“.

Alle genannten Szenariotypen – auch in Mischformen (Nowack et al. 2011) – finden sowohl in der energiewirtschaftlichen Praxis als auch in der Forschung Anwendung. Die Nachfrage nach Energieszenarien zur Entscheidungsunterstützung in der Praxis kann dabei insbesondere auf die Investitionsintensität sowie auf die Langlebigkeit von Energieinfrastruktur zurückgeführt werden (Grunwald 2011). Im Bereich der energiewirtschaftlichen Forschung wird der Bedarf an Szenarien nicht zuletzt durch die Endlichkeit von fossilen Brennstoffen und die Notwendigkeit, Emissionsminderungsziele umzusetzen, getrieben (Söderholm et al. 2011). Die Relevanz von Szenarien für die Umsetzung der deutschen Energiewende ergibt sich dabei sowohl aus den für die Praxis

als auch für die Forschung genannten Gründen. Szenariorechnungen hinsichtlich der Energiewende haben in der Regel einen überwiegend normativen Charakter und bilden die Grundlage von Entscheidungen für Maßnahmen, die zum Teil bereits heute umgesetzt werden müssen, um die Ziele der Energiewende in der Zukunft zu erreichen.⁶ Solche zielorientierten Maßnahmen sind beispielsweise das sechste Energieforschungsprogramm der Bundesregierung als „Ergänzung zum Energiekonzept“ (BMWi 2014c) oder das EEG, welches auch als ein breit angelegtes Markteinführungsprogramm für umweltverträgliche Technologien gesehen wird (vgl. Weber und Hey 2012).

Zu beachten ist allerdings, dass nicht mit jeder Szenariostudie eine Umsetzungsabsicht verbunden ist. So werden Szenarien auch genutzt, um Positionen in die politische Diskussion einzubringen. Diese *Verhandlungsszenarien* stellen häufig Übertreibungen von politischen Positionen dar und sind aufgrund ihrer Eigenart nur bedingt geeignet, um Maßnahmen abzuleiten, die für einen Umsetzungsvorschlag in Form eines Transformationspfads genügen. Ein Transformationspfad stellt dabei einen konkreteren Umsetzungsweg dar, der von einer spezifischen Szenariokonfiguration abgeleitet wird. Im Rahmen dieser Arbeit werden daher Szenarien, die eine konkrete Handlungsoption der Energiepolitik darstellen, auch als Energietransformationspfade bezeichnet.

2.2.2 Gesellschaftliche Akzeptanz

Der Begriff der *gesellschaftlichen Akzeptanz* wird für eine Vielzahl von Anwendungen und aus unterschiedlichen Sichtweisen verwendet (Rau und Zoellner 2011). Im Rahmen dieser Anwendung kommt es allerdings häufig weder zu einer klaren Abgrenzung noch zu einer Definition des Begriffes (Wüstenhagen et al. 2007). Um sich zunächst dem Begriff *Akzeptanz* zu nähern, kann ein Konzept zur Kategorisierung von Einstellungen und Handlungen hinsichtlich eines bestimmten Objektes herangezogen werden, welches in Abbildung 2 dargestellt ist. So handelt es sich nach Dethloff (2004) bei einem Zusammentreffen von positiver Einstellung und einer aktiven Handlung hinsichtlich eines Objektes um Akzeptanz auf Verhaltensebene bzw. um *positive Akzeptanz*. Dies bedeutet, dass man ein Akzeptanzobjekt (z. B. die Energiewende) nicht nur toleriert, sondern aktiv befürwortet (z. B. bei einer Volksentscheid) bzw. aktiv unterstützt (z. B. durch den Bezug von Ökostrom⁷). Auf der anderen Seite zielt der Begriff *negative Akzeptanz* auf das Zusammentreffen einer negativen Einstellung mit einer aktiven Handlung in Form von Ablehnung oder Widerstand (z. B. durch die Beteiligung an

⁶ Auf der anderen Seite sind Szenarien auch notwendig, um langfristig unerwünschte Entwicklungen zu vermeiden, die durch die Irreversibilität von Investitionen auftreten können (Unruh 2000).

⁷ Inwiefern der Bezug von Ökostrom die Ziele der Energiewende tatsächlich unterstützt, soll an dieser Stelle nicht weiter behandelt werden, siehe dazu z. B. Reichmuth et al. (2014).

Protesten gegen einen geplanten Windpark). Für die Umsetzung von Großprojekten scheint zumindest das breite Vorhandensein einer *passiven Akzeptanz* notwendig, welche das Gegenteil der negativen Akzeptanz beschreibt, das heißt, passive Akzeptanz umschreibt die Duldung eines Akzeptanzobjektes bis hin zur aktiven Unterstützung.

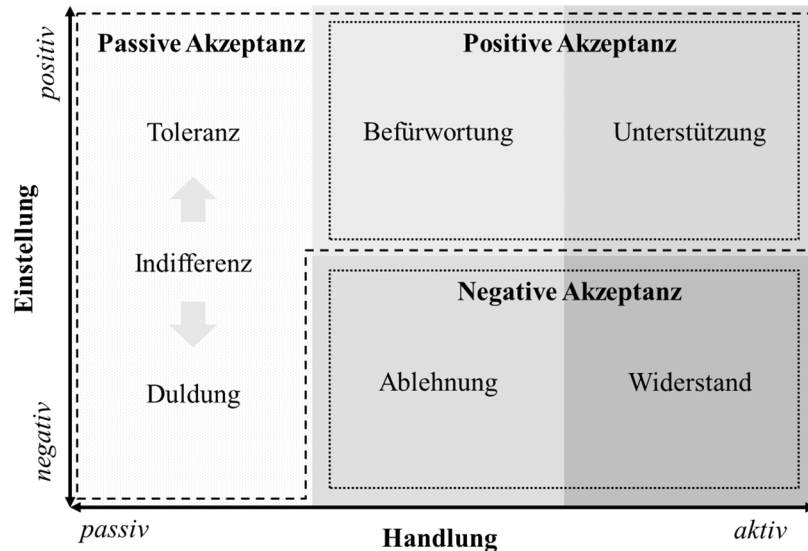


Abbildung 2: Kategorisierung der Akzeptanz nach Einstellung und Handlung.⁸

Da es sich bei der Gesellschaft jedoch um kein homogenes Akzeptanzsubjekt handelt, ist davon auszugehen, dass keine eindeutige Zuordnung zu einer der vorgestellten Kategorien möglich ist. Vielmehr ist zu erwarten, dass verschiedene Ausprägungen der Akzeptanzkategorien innerhalb der Bevölkerung vorhanden sind. Es sollte folglich durch einen noch zu bestimmenden relevanten Teil der Bevölkerung mindestens passive Akzeptanz gegenüber dem Akzeptanzobjekt vorliegen, damit allgemein von Akzeptanz aus gesellschaftlicher Perspektive gesprochen werden kann. Der relevante Teil der Bevölkerung könnte dabei lediglich als der Teil der Bevölkerung definiert werden, welcher mit hoher Wahrscheinlichkeit Widerstand leistet. Im Rahmen dieser Arbeit wird jedoch die Mehrheit der Bevölkerung als relevanter Teil definiert, diese Fokussierung kann entsprechend auch als Medianwähler-Ansatz interpretiert werden (Black 1948). Ungeachtet dessen sollte beachtet werden, dass innerhalb der Bevölkerung anteilig positive Akzeptanz vorliegen sollte, um sowohl die Stabilität der Akzeptanz als auch die Umsetzung einer Maßnahme zu gewährleisten (vgl. Ullrich 2008).

Einzugrenzen ist an dieser Stelle noch das Anwendungsfeld (Akzeptanzobjekt) des Akzeptanzkonzepts im Hinblick auf die räumliche Perspektive. Häufig wird der Begriff

⁸ Abbildung basierend auf Rau und Zoellner (2011).

der Akzeptanz in Zusammenhang mit Energieinfrastrukturmaßnahmen dazu genutzt, um Einstellungen in einem beschränkten regionalen Umfeld zu charakterisieren, z. B. in Form des *Not-in-my-backyard-Effekts* (NIMBY), welcher den Unterschied zwischen der generellen Einstellung und der Einstellung bezüglich der lokalen Umsetzung im eigenen Umfeld beschreibt (Jones und Eiser 2010). Da der Fokus im Rahmen dieser Arbeit globaler auf den gesamten deutschen Stromsektor gerichtet ist, wird die lokale Dimension bei der Umsetzung von Maßnahmen nicht explizit behandelt. Dies entspricht somit der gesellschaftlich-politischen Akzeptanzebene nach der Kategorisierung von Wüstenhagen et al. (2007), welche die Akzeptanz sowohl gegenüber Technologien als auch Strategien beschreibt. Im Mittelpunkt der Arbeit steht folglich nicht die lokal empfundene Beeinträchtigung einer einzelnen Technologie, sondern das Bündel an Auswirkungen, wie Kosten, Emissionen oder Landverbrauch, die auf einen Energietransformationspfad zurückgeführt werden können

Die bisher hierher durchgeführte Kategorisierung und Abgrenzung des Begriffs sind die Basis für die abschließende Arbeitsdefinition: Gesellschaftliche Akzeptanz für ein Energiesystem bzw. Energietransformationspfad liegt vor, insofern die Mehrheit der Bevölkerung das Energiesystem und dessen Auswirkung weder ablehnt noch aktiv Widerstand dagegen leistet.

2.2.3 Politische Durchsetzbarkeit

Selbst wenn einem Energietransformationspfad keine Widerstände im Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz entgegenstehen, ist es allerdings möglich, dass rechtliche und politische Barrieren eine Umsetzung behindern.⁹ Rechtliche Barrieren können beispielsweise durch die Gesetzgebung von hierarchisch nachgelagerten Stufen hervorgerufen werden. Dies ist der Fall, wenn ein nationaler Energietransformationspfad mit dem Recht der Europäischen Gemeinschaften in Widerspruch steht. Sollte ein Transformationspfad beispielsweise festgelegten EU-Emissionsminderungszielen entgegenstehen, wäre dieser auch auf nationaler Ebene rechtlich nicht umsetzbar, sofern ein entsprechendes Instrumentarium zur Durchsetzung der EU-Emissionsminderungsziele unterstellt wird. Auf Seiten der Politik sind Barrieren, die einer Umsetzung entgegenstehen, allerdings nicht zwingend allein durch formal-rechtliche Sachzwänge gegeben. So können politische Akteure die Implementierung eines Energietransformationspfads behindern, indem sie ihre institutionelle Macht ausnutzen (Tsebelis 2002). Im deutschen Gesetzgebungsverfahren stellt beispielsweise der deutsche

⁹ Für eine theoretische Herleitung des Konzepts der politischen Durchsetzbarkeit siehe Gilabert und Lawford-Smith (2012).

Bundesrat einen mächtigen Vetospieler dar, der selbst bei Mehrheiten im Bundestag Gesetzesinitiativen blockieren kann (Art. 77 GG).

Aus diesem Verständnis heraus ist ein Energietransformationspfad nur politisch durchsetzbar, wenn keine rechtlichen und politischen Barrieren entgegenstehen, die eine Umsetzung behindern.

2.3 Gesellschaftliche Faktoren im Szenariokonstruktionsprozess

Ein häufig verwendeter Ansatz um Umsetzungshemmnisse in Szenariostudien zu berücksichtigen, besteht darin, notwendige Veränderungen in der Gesellschaft (z. B. Anpassung des Verhaltens von Konsumenten) oder im politischen Umfeld (z. B. in Form eines gemeinsamen transnationalen Vorgehen in der Klimapolitik) zu identifizieren – unabhängig von der Bevölkerungspräferenz sowie der Umsetzungswahrscheinlichkeit. Diese Ansätze basieren meist auf *Backcasting*-Prozessen¹⁰ in normativen Szenarien (vgl. Király et al. 2013; Elliott 2000) und versuchen damit beispielsweise die folgenden Fragen zu beantworten: *Was muss sich ändern? Wie können die Änderungen herbeigeführt werden?* oder *Wer kann Veränderungen umsetzen?* (Neuvonen et al. 2014, Wangel 2011a, Wangel 2011b).

Einen Schritt weiter gehen *partizipative Backcasting*-Ansätze, welche die Gesellschaft durch partizipatorische Elemente, z. B. im Rahmen von Fokusgruppeninterviews, innerhalb eines *Backcasting*-Prozesses berücksichtigen (vgl. Quist und Vergragt 2006; Larsen und Gunnarsson-Östling 2009). Da diese Ansätze aber ebenfalls den grundsätzlichen Gedanken verfolgen, die Gesellschaft und deren Strukturen zur Erreichung eines normativen Zieles zu verändern, berücksichtigen sie bestehende Hemmnisse nicht als einschränkende Faktoren, obwohl diese einer gewissen Trägheit unterliegen (Van den Bergh et al. 2006). Um die Erfolgsaussichten eines Energietransformationspfades zu erhöhen oder sie zumindest bewerten zu können, sollten daher gesellschaftliche und politische Faktoren in einen stärkeren Umfang in die Gestaltung von Energieszenarien einfließen (Nilsson et al. 2011) – falls der Zweck eines Energieszenarios nicht nur darin besteht, den Raum von politischen Verhandlungsprozessen zu vergrößern oder die technische bzw. ökonomische Machbarkeit einer Alternative zu demonstrieren.

Um bestehende gesellschaftliche Hemmnisse in der Gestaltung von Energietransformationspfaden zu integrieren, sind, wie in Abbildung 3 dargestellt, zwei alternative Vorgehensweisen möglich: Die erste Möglichkeit besteht darin, alle Hemmnisse bereits

¹⁰ *Backcasting* beschreibt das Vorgehen, um Maßnahmen zu identifizieren, die für eine normative Zielerreichung notwendig sind. Zur Beschreibung von *Backcasting*-Prozessen siehe Robinson (1982).

im Rahmen der Szenariokonstruktion zu berücksichtigen. Aus Modellierungsperspektive beschränken so die Hemmnisse den Lösungsraum *ex ante* (Variante ❶), dem daraus abgeleiteten Transformationspfad stünden so im Idealfall keine Barrieren bei einer Umsetzung im Weg.

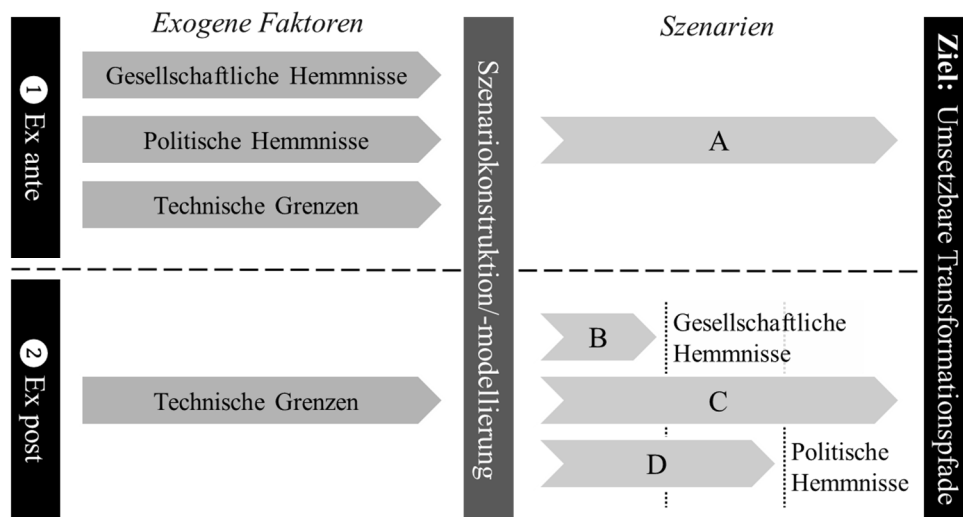


Abbildung 3: Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Szenariokonstruktion

Hieraus ergeben sich jedoch mehrere Herausforderungen: Denn bei der Umsetzung der Ex-ante-Variante müssen vorab sämtliche Hemmnisse identifiziert und in ein quantitatives Gerüst übersetzt werden, sofern nicht nur ein rein qualitativer Energietransformationspfad untersucht werden soll. Ist der Schritt der Identifikation und Quantifizierung der Hemmnisse gelungen, ist allerdings der Fall möglich, dass aufgrund zu restriktiver Vorgaben gar keine umsetzbare Lösung existiert. Denkbar ist die Nichtlösbarkeit im Rahmen eines Modellierungsprozesses, falls auf der einen Seite kosteneffiziente Technologien ausgeschlossen werden (z. B. Braunkohle) und auf der anderen Seite keine ausreichende Zahlungsbereitschaft in der Bevölkerung existiert, um den Verzicht auf diese Technologie zu ermöglichen. Umgehen kann man dieses Problem, sofern die gesellschaftlichen Barrieren nicht als absolute Grenzen verstanden werden, mit der Methode der Zielprogrammierung, bei der ein geeigneter Kompromiss zwischen verschiedenen Zielgrößen ermittelt wird (vgl. Fleury 2005, S. 56 ff). Voraussetzung für die Umsetzung der Zielprogrammierung ist die Bestimmung von Zielgewichten bzw. Prioritäten, welche z. B. auf Basis von Experteninterviews oder Bevölkerungsbefragungen ermittelt werden können. Die Zielprogrammierung bedingt jedoch ein weitgehend lineares Verständnis über den Zusammenhang der verschiedenen Ziele, das könnte beispielsweise bedeuten, dass eine niedrigere Versorgungsqualität

durch geringere Emissionen kompensiert werden kann. Inwiefern ein rein lineares Verhältnis bei komplexen gesellschaftlichen Präferenzen vorhanden ist, kann an dieser Stelle zumindest hinterfragt werden.

Um diese Probleme zu umgehen, bietet es sich an, nur die technischen Restriktionen in mehreren, alternativen Szenariorechnungen zu berücksichtigen und erst im anschließenden Schritt die Ergebnisse hinsichtlich gesellschaftlicher Barrieren *ex post* zu prüfen (Variante ②). Analog zur Zielprogrammierung kann auch hier auf multikriterielle Verfahren zurückgegriffen werden, um die Ergebnisse auf Basis von Zielgewichten zu reihen (z. B. Brand und Missaoui 2014). Bei der Anwendung multikriterieller Verfahren zur Bewertung der Szenarien im Nachgang der Modellierung eröffnen sich jedoch aufgrund von nicht-linearen Bevölkerungspräferenzen ähnliche Probleme wie bei der Zielprogrammierung in der Ex-ante-Betrachtung. Die Ex-post-Variante ermöglicht es jedoch im Gegensatz zur Ex-ante-Betrachtung auch kritische Hemmnisse zu identifizieren, die überwunden werden müssen, um Transformationspfade zu implementieren.¹¹ Zusätzlich erlaubt diese Variante auch die direkte Bewertung von Transformationspfaden durch die Bevölkerung und nicht nur die Bestimmung von Zielgewichtung durch diese vorab.

Im Rahmen dieser Arbeit wird zur Betrachtung von gesellschaftlichen Barrieren eine Kombination aus der Ex-ante- und der Ex-post-Variante gewählt. So werden ex ante bei der Szenariokonfiguration Bevölkerungspräferenzen, z. B. in Bezug auf die Technologiewahl, genutzt, um Handlungsalternativen der Energiepolitik zu ermitteln, welche nach der Durchführung von Szenariorechnungen (ex post) hinsichtlich der gesellschaftlichen Akzeptanz und der politischen Durchsetzbarkeit analysiert werden.

2.4 Abschließende Einordnung der Arbeit

Auf Basis der vorgenommen Begriffseinordnungen und Betrachtungen im Forschungsfeld kann die Zielstellung der Arbeit weiter konkretisiert werden. So wird mit der Arbeit das Ziel verfolgt, Energietransformationspfade auf Basis bestehender gesellschaftlicher Hemmnisse (sowohl politische und als auch aus Bevölkerungssicht) zu analysieren und zu bewerten. Schwerpunktmäßig soll dazu insbesondere die Akzeptanz aus Bevölkerungssicht untersucht werden, welche um die Analyse der politischen Durchsetzbarkeit ergänzt wird.

Diese Analyse ist von Forschungsbemühungen abzugrenzen, die primär untersuchen, welche Veränderungen innerhalb einer Gesellschaft notwendig sind, um bereits festgelegte Transformationsziele durchzusetzen. Aus Rücksicht auf die gesellschaftliche

¹¹ In dieser Anwendung lehnt sich das Vorgehen zugleich an die *partizipative Backcasting*-Ansätze an.

Perspektive der Arbeit beschränkt sich die Betrachtung auf Energietransformationspfade für den deutschen Elektrizitätssektor bis zum Jahr 2030. Bei der Untersuchung von gesellschaftlichen Barrieren, werden sowohl *ex ante* im Szenariokonstruktionsprozess als auch *ex post* bei der abschließenden Bewertung berücksichtigt. Entsprechend diesem Vorgehen werden bereits vor der Durchführung von Szenariorechnungen Bevölkerungsbefragungen im Rahmen einer Voranalyse durchgeführt (vgl. Abbildung 1).

3 ANALYSE BESTEHENDER SZENARIOSTUDIEN¹²

Im Rahmen des Kapitels werden bestehende Szenariostudien von bzw. für Bundesinstitutionen hinsichtlich der Berücksichtigung von gesellschaftlichen Hemmnissen im Szenariokonstruktionsprozess bzw. bei der Bewertung analysiert. Im Unterschied zu Untersuchungen, welche die Ergebnisse (*outputorientierter* Ansatz), z. B. den Anteil Erneuerbarer Energien, oder die Annahmen von Szenarien (*inputorientierter* Ansatz) vergleichen, werden die Unterschiede bezüglich der Konstruktion und der Bewertung von Szenarien untersucht, was einen *strukturorientierten* Analyse-Ansatz darstellt (Grunwald 2009).

Die Ergebnisse des Kapitels dienen dazu, Defizite bzw. Potenziale bei der Berücksichtigung gesellschaftlicher Hemmnisse in aktuellen Szenariountersuchungen aufzuzeigen; zusätzlich bildet der vorgestellte Analyserahmen auch die Grundlage für weitere Untersuchungen im Fortgang der Arbeit. Im Folgenden wird zunächst das Vorgehen der Analyse aufgeteilt nach Analyserahmendefinition, Analysedurchführung und Studienauswahl beschrieben. Anschließend werden die Ergebnisse dargestellt und Konsequenzen für die weitere Arbeit abgeleitet.

3.1 Vorgehen

3.1.1 Analyserahmen

Die Grundlage der Untersuchung stellt ein Analyserahmen mit drei Ebenen dar, welcher in Abbildung 4 dargestellt ist. Die bereits in Kapitel 2 eingeführte *gesellschaftliche Akzeptanz* ❶, welche die Bevölkerungsperspektive darstellt, bildet die erste Ebene der Analyse. In der zweiten Stufe wird die ebenfalls aus Kapitel 2 bekannte *politische Durchsetzbarkeit* ❷ betrachtet, welche als institutionelle Perspektive auf die Szenarien gesehen werden kann. Die Betrachtung der *Transparenz* ❸ ergänzt die ersten beiden Analyseebenen, da Zweifel an der Objektivität von Szenariostudien ebenfalls die Umsetzung von Transformationspfaden behindern können. In diesem Zusammenhang wird Transparenz als Prüfgröße für die Objektivität von Szenariostudien berücksichtigt¹³ und kann somit als ein Aspekt der Akzeptanz aus wissenschaftlicher Perspektive interpretiert

¹² Die in diesem Kapitel vorgestellte Analyse ist in Schubert et al. (2015b) veröffentlicht worden. Die Abschnitte zur politischen Durchsetzbarkeit sind federführend durch Sebastian Thuß bearbeitet worden.

¹³ Eine weitergehende Untersuchung der Objektivität von Szenariostudien ist zwar wünschenswert, allerdings aus externer Perspektive kaum leistbar, da hierfür auch die Prüfung sämtlicher Finanzierungsquellen der jeweiligen Einrichtung notwendig wäre.

werden. Nicht im Fokus der Analyse dieses Abschnitts steht die *technische Machbarkeit* ④, welche als notwendige Grundvoraussetzung aller Szenarien verstanden wird. Anschließend werden konkrete Elemente bzw. Faktoren zur Analyse der drei Untersuchungsebenen gesellschaftliche *Akzeptanz* ①, *politische Machbarkeit* ② sowie *Transparenz* ③ vorgestellt.

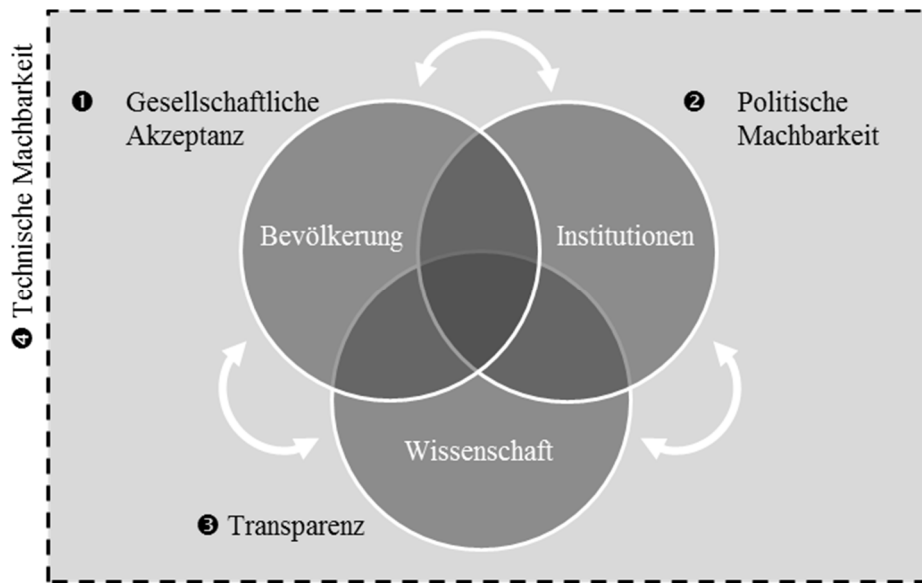


Abbildung 4: Analyseebenen der Szenarien

3.1.1.1 Gesellschaftliche Akzeptanz

Auf Basis des Akzeptanzverständnisses dieser Arbeit kann die Akzeptanz für einen Energietransformationspfad als Funktion der Zielerreichung und der damit verbundenen Auswirkungen verstanden werden. In der Vergangenheit wurden mit der Energieversorgung in Deutschland verschiedene Ziele mit abweichender Intensivität verfolgt (Wurster 2010). Bereits mit der Einführung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1935 wurden sowohl eine sichere als auch eine preisgünstige¹⁴ Versorgung als Zielgrößen der Energieversorgung festgelegt und erst 1998 im Rahmen der EnWG-Novelle um das Ziel der Umweltverträglichkeit ergänzt.¹⁵ Zusammen bilden die drei

¹⁴ Im weiteren Verlauf der Arbeit wird Preisgünstigkeit in allgemeingültiger Form als Wirtschaftlichkeit verwendet, vgl. auch Flues et al. (2012).

¹⁵ Später wurde das Zieldreieck im EnWG um eine verbraucherfreundliche und effiziente Versorgung ergänzt. Die ergänzenden Ziele haben sich nicht als gängiger Bewertungsmaßstab durchgesetzt und können zudem grundsätzlich als Unterziele des energiepolitischen Zieldreiecks verstanden werden, daher werden sie hier nicht näher betrachtet.

Ziele das energiepolitische Zieldreieck, welches bis heute die „Richtschnur der Energiepolitik“ (BMWi 2014d) in Deutschland darstellt. Da es mit Hilfe des energiepolitischen Zieldreiecks möglich ist, sowohl die wesentlichen Interessen und Probleme der Energiepolitik als auch die Zielkonflikte und Synergien der einzelnen Elemente abzubilden (z. B. Flues et al. 2012), wird es hier als Ausgangspunkt für die weitere Bestimmung von untergeordneten Indikatoren (nachfolgend Akzeptanzfaktoren) herangezogen.¹⁶

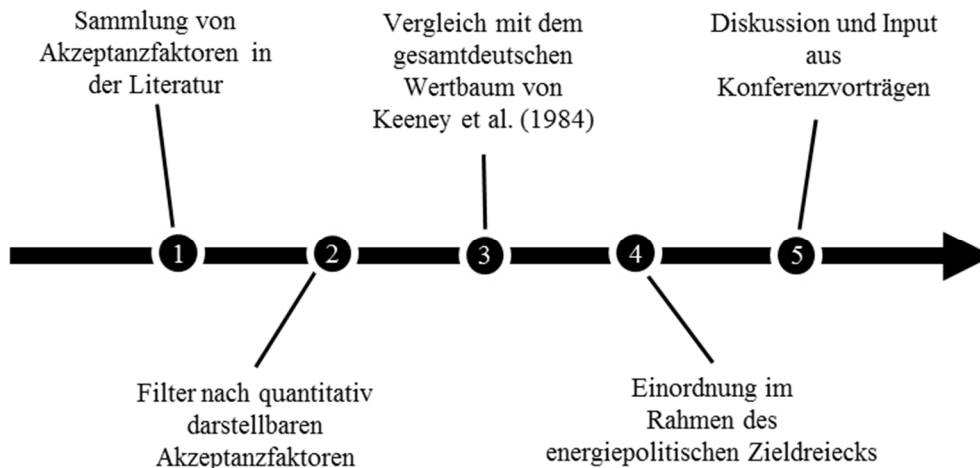


Abbildung 5: Mehrstufiges Vorgehen zur Ermittlung der Akzeptanzfaktoren

Das Vorgehen zur Herleitung der untergeordneten Akzeptanzfaktoren ist, wie in Abbildung 5 dargestellt, als mehrstufiger Prozess ausgestaltet. Zunächst werden Akzeptanzfaktoren mit Fokus auf die Gesamtsystemebene auf Basis bestehender Untersuchungen gesammelt, die in der Regel indikatorbasiert sind.¹⁷ Im nächsten Schritt werden nur Faktoren berücksichtigt, die quantitativ im Rahmen von Energietransformationspfaden erfasst werden können, das bedeutet, dass allgemeine bzw. unbestimmte Indikatoren wie Sozialverträglichkeit in der Betrachtung ausgeschlossen werden. Die hieraus entstandene Liste von Akzeptanzfaktoren wird daraufhin mit dem gesamtdeutschen Wertbaum von Keeney et al. (1984) abgeglichen, da dieser Wertbaum den bisher umfangreichsten Katalog von gesellschaftlichen Einflussfaktoren eines

¹⁶ Andere Ansätze verstehen Akzeptanz als vierte ergänzte Dimension zum Zieldreieck: Hauff et al. (2011). Bei diesem gleichrangigen Verständnis von gesellschaftlicher Akzeptanz wird diese auf einzelne Aspekte, auf die Prozesse zur Entscheidungsfindung oder auf die Kommunikation von Energietransformationspfaden beschränkt. Hier wird allerdings der Zielerreichungsgrad als akzeptanzstiftend verstanden und nicht der Prozess zur Festlegung der Ziele.

¹⁷ Die konsultierte Literatur umfasste u. a.: Flues et al. (2012), Oberschmidt (2010); Fleury (2005); Beccali et al. (1998) und Georgopoulou et al. (1998).

Energiesystems darstellt.¹⁸ Dies dient der Sicherstellung, dass keine wesentlichen Faktoren bei der Auswahl der Akzeptanzfaktoren unberücksichtigt geblieben sind. Anschließend werden die Akzeptanzfaktoren dem energiepolitischen Zieldreieck untergeordnet.

Hauptziel	Gesellschaftliche Akzeptanz		
Energiepolitisches Zieldreieck	Wirtschaftlichkeit	Versorgungssicherheit	Umweltverträglichkeit
Akzeptanzfaktoren	Beschäftigung	Inländische Erzeugung	Flächennutzung
	Gesamtwohlfahrt	Geopolitische Risiken	Global wirkende Emissionen
	Kosten und Preise	Rohstoffverfügbarkeit	Lokal wirkende Emissionen
	Verteilungsgerechtigkeit	Stabile Netzversorgung	Risikopotential

Abbildung 6: Akzeptanzfaktoren im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks

Abschließend wurde der hieraus ermittelte Katalog von Akzeptanzfaktoren auf dem *Freiberger Forschungsforum* im Fachkolloquium *Energiewende ohne Ende? Zur Notwendigkeit der Akzeptanzforschung für Energie- und Ressourcentechnologien* im Juni 2013 sowie bei der Konferenz *Energy Systems in Transition: Inter- and Transdisciplinary Contributions* in der Session *Socio-Technical Scenarios In Energy Transitions: Practical and Theoretical Perspectives* in Karlsruhe im Oktober 2013 vorgestellt sowie diskutiert. Anmerkungen aus der Diskussion sind anschließend aufgenommen worden. Aus diesem Vorgehen ist der finale Katalog aus zwölf Akzeptanzfaktoren entstanden, welcher in Abbildung 6 dargestellt ist. Eine kurze Beschreibung der zwölf Akzeptanzfaktoren sowie Beispiele zur quantitativen Integration in Energieszenarien sind in Tabelle 2 dargestellt.

¹⁸ Der gesamtdeutsche Wertebaum wurde damals im Rahmen des Projekts *Sozialverträgliche Energiepolitik* mit Hilfe von Fokusgruppendifkussionen erstellt. Ziel des Projekts war es, im Auftrag der Bundesregierung energiepolitische Optionen im Hinblick auf die Sozialverträglichkeit zu prüfen (Renn 1984).

Tabelle 2: Übersicht über Akzeptanzfaktoren und Quantifizierungsmöglichkeiten

	Akzeptanzfaktor	Beschreibung	Beispiele für die Quantifizierung in Szenariostudien
Wirtschaftlichkeit	Beschäftigung	Auswirkungen auf Arbeitsplätze	<ul style="list-style-type: none"> Beschäftigte im Energiesektor Nettobeschäftigungseffekte
	Gesamtwohlfahrt	Auswirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt	<ul style="list-style-type: none"> Bruttoinlandsprodukt
	Kosten und Preise	Auswirkungen auf die Kosten eines Systems und die Preise für Endkunden	<ul style="list-style-type: none"> Systemkosten Stromgestehungskosten Haushaltspreise
	Verteilung Wohlfahrt	Auswirkung auf die Verteilung von ökonomischen Renten	<ul style="list-style-type: none"> Zugewinn von Renten zwischen Sektoren und Bevölkerungsgruppen
Versorgungssicherheit	Geopolitische Risiken	Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit durch die Abhängigkeit von Importen	<ul style="list-style-type: none"> Rohstoffimporte Diversifizierung von Importen
	Inländische Erzeugung	Auswirkungen auf die kurzfristige Versorgungssicherheit durch die Kraftwerkskapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> Gesicherte Leistung Stromimportabhängigkeit
	Rohstoffverfügbarkeit	Auswirkungen auf die langfristige Versorgungssicherheit durch Endlichkeit von Rohstoffen	<ul style="list-style-type: none"> Rohstoffbedarf Reichweite von Rohstoffen
	Stabile Netzversorgung	Auswirkungen auf die kurzfristige Versorgungssicherheit durch die Netzkapazität	<ul style="list-style-type: none"> Auftreten von Netzengpässe Anzahl von Redispatchmaßnahmen
Umweltverträglichkeit	Global wirkende Emissionen	Auswirkungen auf die global wirkenden Treibhausgase	<ul style="list-style-type: none"> Kohlendioxidemissionen Kohlendioxidäquivalente
	Flächennutzung	Auswirkungen auf den Flächenverbrauch von Energieanlagen	<ul style="list-style-type: none"> Landverbrauch
	Lokal wirkende Emissionen	Auswirkungen auf die lokal wirkenden Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> Schwefeldioxidemissionen Stickoxidemissionen Rußpartikelemissionen
	Risikopotenzial	Auswirkung auf das wahrgenommene Risikopotenzial einzelner Technologien	<ul style="list-style-type: none"> Risikopotenzial Bevölkerungsumfragen

3.1.1.2 Politischen Durchsetzbarkeit

Die Analyse der Berücksichtigung der politischen Durchsetzbarkeit von Energietransformationspfaden wird im Rahmen dieser Analyse in drei aufeinander aufbauenden Stufen durchgeführt (siehe Abbildung 7).

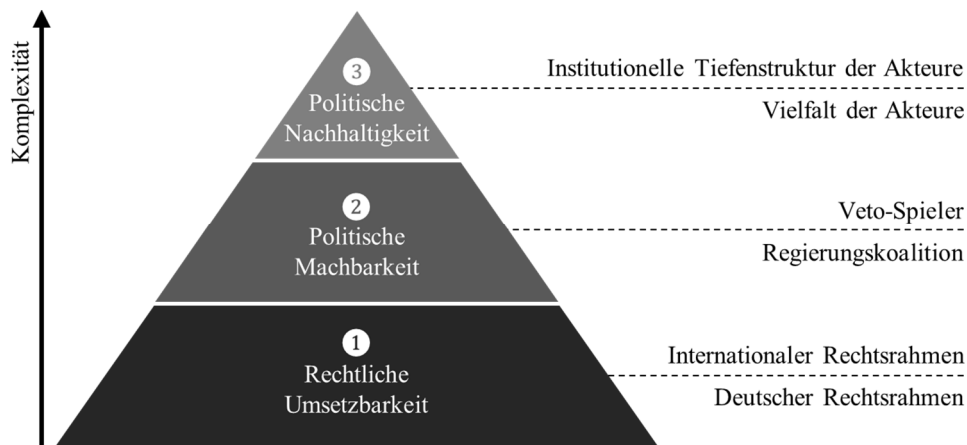


Abbildung 7: Analysestufen der politischen Durchsetzbarkeit

In der ersten Stufe **1** (*Rechtliche Umsetzbarkeit*) wird geprüft, ob rechtliche Rahmenbedingungen berücksichtigt sind, die einer Umsetzung von Energietransformationspfaden im Wege stehen und nicht durch die betrachtete Gesetzgebungsebene selbst verändert werden können. Für Deutschland sind dabei sowohl der weitgehend unveränderliche nationale Rechtsrahmen in Form des Grundgesetzes als auch der nicht individuell anpassbare internationale Rechtsrahmen zu betrachten (z. B. in Form von EU-Richtlinien), welcher zwar grundsätzlich Veränderungen zulässt, aber nur unter Mitwirkung weiterer Staaten.

Im nächsten Schritt wird die Berücksichtigung der *politischen Machbarkeit* **2** auf Ebene der Regierungskoalition sowie auf Basis sonstiger Vetospieler untersucht, welche die Möglichkeit haben, die politische Umsetzung eines Energietransformationspfads zu verhindern (Tsebelis 2002). Ein anschauliches Beispiel für einen Vetospieler im politischen Rahmen der Bundesrepublik ist der Bundesrat, der mit Vertretern der Bundesländern besetzt ist und unter anderem die Möglichkeit bietet, zustimmungspflichtige Gesetzesvorhaben der Bundesregierung zu verhindern (vgl. Abschnitt 11.2.3).¹⁹

Über die Analyse der Berücksichtigung der zeitpunktbezogenen politischen Machbarkeit hinaus wird in der dritten Untersuchungsebene (**3** *Politische Nachhaltigkeit*) untersucht,

¹⁹ Für eine Auseinandersetzung mit dem Vetospieleransatz auf die Bundesrepublik siehe bspw. Merkel (2003).

ob auch die Stabilität von politischen Entscheidungen in den Studien berücksichtigt wird, das heißt, ob Entscheidungen, die aktuell politisch durchsetzbar sind, auch über einen längeren Zeitraum Bestand haben können. Dies erfordert eine umfassendere Analyse von politischen Akteuren, die nicht notwendigerweise an der aktuellen Gesetzgebung beteiligt sind. Um eine derartige Untersuchung zu bewerkstelligen, bieten sich Ansätze zur Untersuchung von Akteurskoalitionen (Sabatier und Jenkins-Smith 1993) oder zur Betrachtung der institutionellen Tiefenstruktur an (Patzelt 2011).

3.1.1.3 Transparente Szenariogestaltung

Bevor die Prüfgrößen zur Bestimmung der Transparenz von Szenariostudien präsentiert werden, soll zunächst die Motivation hinter dieser Analyseebene vorgestellt werden. Hintergrund ist zunächst die ambivalente Rolle der Wissenschaft im Szenariokonstruktionsprozess. Auch wenn wissenschaftliche Forschung nie vollkommen frei von persönlichen Wertungen sein kann (Elliott und McKaughan 2009), so sollte sie versuchen, möglichst objektiv und unbeeinflusst Ergebnisse zu erzielen.²⁰ Im Rahmen von Szenariostudien existiert jedoch häufig ein Abhängigkeitsverhältnis von Auftraggebern aus der Wirtschaft oder Politik und Auftragnehmern aus Wissenschaft bzw. wissenschaftsnahen Institutionen, die in dieser Rolle eine gutachterähnliche Stellung einnehmen. Im Rahmen dieses Auftragsverhältnisses gilt es politische Positionen bzw. Entscheidungen auf Basis von wissenschaftlichen Erkenntnissen zu stützen (hier konkret mit Szenariostudien). Dieses Vorgehen ist auf der einen Seite durchaus legitim, da komplexe Sachverhalte, wie sie im Bereich der Energieökonomik anzutreffen sind, einer umfassenden Betrachtung von Wirkzusammenhängen bedürfen. Auf der anderen Seite kann diese ökonomische Abhängigkeit die Objektivität und Wertfreiheit von Forschern beeinflussen (Rosenstock und Lee 2002).²¹ Um diesen Umstand Rechnung zu tragen, hat der Verein für Socialpolitik (2012) einen Ethikkodex erlassen, der Transparenz, Objektivität, Unabhängigkeit und Fairness im Bereich professioneller ökonomischer Forschung einfordert. Zwar können diese Anforderungen den externen Einfluss auf Forschungsergebnisse nicht ausschließen (Elliott 2008), jedoch können insbesondere Transparenzanforderungen ein angemessenes Mittel sein, um potentielle Konflikte offenzulegen und somit die Zustimmung zu erzielten Studienergebnissen zu erhöhen. Daher wird Transparenz im Szenariokonstruktionsprozess als dritte Ebene in das Analysedesign aufgenommen.

²⁰ Vgl. Davis (2013).

²¹ Dies wurde beispielsweise für klinische Studien näher untersucht. Hier konnte ein signifikanter Zusammenhang zwischen positiven Ergebnissen und Industriefinanzierung nachgewiesen werden (Perlis et al. 2005).

Die Betrachtung der Transparenz in der Analyse folgt dem Ansatz von Kronenberg et al. (2011), welcher die *Daten-* von der *Methodentransparenz* unterscheidet. Beide Elemente sind die Voraussetzung dafür, die Ergebnisse aus Szenariorechnungen transparent und nachvollziehbar zu gestalten. Die *Methodentransparenz* erfordert im Rahmen der Analyse, dass die Funktionsweise der Modelle vollständig beschrieben wird; dazu muss die Programmlogik (z. B. in Form der mathematischen Formulierung oder in Form des Programmcodes) nachvollzogen werden können. Die Untersuchung der *Daten-**transparenz* bezieht sich auf die Betrachtung von wesentlichen Eingangsparametern für die Erstellung von Strommarktszenarien, welche in der Analyse auf die Rohstoffpreisentwicklung, die Nachfrageentwicklung, den technologische Fortschritt sowie auf Parameter des bestehenden Erzeugungssystems beschränkt wird.

3.1.2 Analysedurchführung

Nachdem die Elemente bzw. Faktoren für die drei betrachteten Analyseebenen vorgestellt worden sind, werden jeweils einzelne Operationalisierungsmöglichkeiten innerhalb von Energieszenarien abgeleitet und dazugehörige Suchbegriffe bestimmt, welche die Grundlage für ein umfassendes Stichwortverzeichnis sind.

Zur Bewertung der Berücksichtigung der einzelnen Elemente wird dann eine dreistufige Skala herangezogen: „umfangreich berücksichtigt“, „teilweise berücksichtigt“ und „kaum/nicht berücksichtigt“. Die dreistufige Skala stellt dabei einen Kompromiss dar, um auf der einen Seite begründete Abstufungen zwischen einzelnen Studien darstellen zu können, ohne auf der anderen Seite den Auswertungsaufwand drastisch zu erhöhen. Um im Anschluss an die Bewertung der Szenarien auch weitergehende Auswertungen zu ermöglichen, werden der qualitativen Skala Zählpunkte zugeordnet (Tabelle 3).

Tabelle 3: Zuordnung von Zählpunkten bei der Auswertung von einzelnen Elementen

Bedeutung	Zählpunkte
kaum/nicht berücksichtigt	0
teilweise berücksichtigt	½
umfangreich berücksichtigt	1

Um die Qualität bei Durchführung der Analyse sicherzustellen, werden die Verfahren der *quantitativen Inhaltsanalyse* für die Untersuchung der Studien angewandt (Newbold et al. 2002). Die Grundlage für die Analyse bildet dazu zunächst das bereits erwähnte Stichwortverzeichnis für jede Kategorie, welches als Kodierungshandbuch fungiert. Das Verzeichnis soll ausschließen, dass für die Bewertung der Szenariostudien wesentliche Informationen übersehen werden und hilft die Zuverlässigkeit der Bewertung bei der

Durchführung der Analyse durch unterschiedliche Personen (Kodierer) zu gewährleisten. Gleichzeitig ermöglicht es, den Auswertungsaufwand bei umfangreichen Studien praktikabel zu halten.²² Die Studien werden zunächst auf Basis des Kodierungshandbuchs durch externes Forschungspersonal bewertet. Im Anschluss findet eine Überprüfung der Einordnung im Rahmen eines Vier-Augen-Prinzips statt, um die Reliabilität der Kodierung von verschiedenen Personen zu gewährleisten (Newbold et al. 2002). Im Fall von abweichenden Bewertungen werden diese im Rahmen eines Kommunikationsprozesses gemeinsam eingeordnet (Kvale 1995).

3.1.3 Studienauswahl

Im letzten Jahrzehnt ist eine Vielzahl von Szenariostudien in Zusammenhang mit dem Transformationsprozess des deutschen Energiesystems entworfen worden. Es ist davon auszugehen, dass einige der Studien als Verhandlungsszenarien eher darauf angelegt sind, technische Möglichkeiten zu verdeutlichen, ohne eine unmittelbare Umsetzung anzustreben. Bei Studien, die von öffentlichen Institutionen im Rahmen der Diskussion der Energiewende durchgeführt bzw. in Auftrag gegeben worden sind, ist jedoch davon auszugehen, dass diese die Grundlage für einen umsetzbaren Energietransformationspfad darstellen.²³ Daher beschränkt sich die Analyse auf die jeweils aktuellsten Szenariostudien von öffentlichen Institutionen des Bundes. Als Stichtag der Analyse wird die Bundestagswahl 2013 herangezogen. Zudem wird die Anforderung an die Studien gestellt, dass sie mindestens das Zieljahr 2030 umfassen und detailliert den Strommarkt in Deutschland betrachten. Im Rahmen dieser Anforderungen werden Studien von vier Institutionen identifiziert, die für die Analyse herangezogen werden: vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), vom Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) und vom Umweltbundesamts (UBA). Tabelle 4 gibt eine Übersicht über die Studien, welche nachfolgend hinsichtlich der beteiligten Akteure sowie des Studienhintergrunds vorgestellt werden.

²² Die betrachteten Szenariostudien umfassen zwischen 196 und 390 Seiten.

²³ Inwiefern diese Annahme zutrifft, wird im Ergebnisteil diskutiert.

Tabelle 4: Übersicht über ausgewählte Studien

Studie (Veröffentlichung)	Kurztitel	Auftraggeber	Ausführende Institutionen
BMU (2012)	Leitstudie: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global	BMU	DLR, Fraunhofer IWES
BMWi (2010)	Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung	BMWi	EWI, gws, Prognos
SRU (2011)	Wege zu 100% Erneuerbaren Stromversorgung	SRU	SRU, DLR, Fraunhofer IWES
UBA (2010)	Energieziel 2050 – 100% Strom aus erneuerbaren Quellen	UBA	Fraunhofer IWES

3.1.3.1 BMU (2012) – Leitstudie

Die Leitstudie mit dem Titel *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* im Auftrag des BMUs basiert auf einem dreijährigen Forschungsvorhaben mit dem Ziel, konsistente Zielszenarien zu entwickeln, welche die Analyse der Auswirkung des Transformationsprozesses zur Erreichung von Treibhausgasreduktionszielen auf verschiedene Sektoren erlauben. Die Studie wurde in erster Linie durch Wissenschaftler des *Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt* (DLR) durchgeführt, welche durch das *Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik* (IWES) sowie durch das *Ingenieurbüro für neue Energien* unterstützt wurden. Die Leitstudie des BMU (2012) bildet die Grundlage für viele Planungsprozesse im Energiesystem, z. B. hinsichtlich des Zubaus Erneuerbarer Energien für die Ermittlung der EEG-Prognose (r2b energy consulting 2012).

3.1.3.2 BMWi (2010) – Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung

Um wissenschaftliche Erkenntnisse in den Entscheidungsprozess für ein neues Energiekonzept der CDU/CSU/FDP-Regierung einfließen zu lassen, hat das BMWi 2010 ein Konsortium aus dem *Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln* (EWI), der Unternehmensberatung *Prognos* und der *Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung* mit der Erstellung mehrerer Szenarien beauftragt (BMWi 2010). Ein wesentlicher Fokus lag auf den Auswirkungen von verschiedenen Optionen zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf den Strom- und Wärmesektor. Die wesentlichen

Annahmen wurden zwar zwischen BMU und BMWi abgestimmt, jedoch war das BMWi für die Durchführung der Studie hauptverantwortlich. Im Juni 2011 wurde eine aktualisierte Version veröffentlicht (BMWi 2011), um aufgrund der veränderten Risikowahrnehmung durch die Kernschmelze in Fukushima die Auswirkung eines schnelleren Kernenergieausstiegs zu untersuchen. Da diese Studie aus 2011 grundsätzlich auf der Basisstudie aufbaut, allerdings einige Aspekte nur reduziert betrachtet, wird die ursprüngliche Studie aus 2010 für die Analyse herangezogen.

3.1.3.3 SRU (2011) – Wege zu 100% erneuerbaren Stromversorgung

Das Sondergutachten des SRU²⁴ analysiert im Rahmen von verschiedenen Transformationsszenarien das Ziel einer emissionsfreien Stromversorgung in 2050 (SRU 2011). Der SRU selbst wurde von der Bundesregierung eingerichtet, um diese bei Entscheidungen der Umweltpolitik zu beraten. Dabei ist der SRU mit nicht weisungsgebundenen Wissenschaftlern bestellt, die im Gegensatz zu den anderen Studien das Gutachten in erster Linie eigenständig erstellt haben. Für bestimmte Fragestellungen wurde allerdings auf externe Unterstützung, z. B. durch das DLR oder das Fraunhofer IWES, zurückgegriffen.

3.1.3.4 UBA (2010) Energieziel 2050 – 100% Strom aus erneuerbaren Quellen

Analog zum SRU-Sondergutachten untersucht die Studie des UBA (2010) die Möglichkeiten einer Transformation zu einer emissionsfreien Stromversorgung bis zum Jahr 2050. Das UBA ist Deutschlands zentrale Umweltbehörde und ist dem BMU unterstellt. Bei der Studie wurde das UBA zum Teil durch das Fraunhofer IWES unterstützt, welches sowohl bei der Leitstudie des BMU als auch beim Sondergutachten des SRU beteiligt gewesen ist.

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Gesellschaftliche Akzeptanz

Eine Übersicht über die Berücksichtigung der verschiedenen Akzeptanzfaktoren in den betrachteten Szenariostudien ist in Abbildung 8 dargestellt. Aus der Auswertung geht zunächst hervor, dass keine der Studien alle Akzeptanzfaktoren vollständig abgedeckt hat.

²⁴ Das SRU ist ein unabhängiges Beratergremium, welches die Bundesregierung bei der Begutachtung von Umweltfragen unterstützen soll.

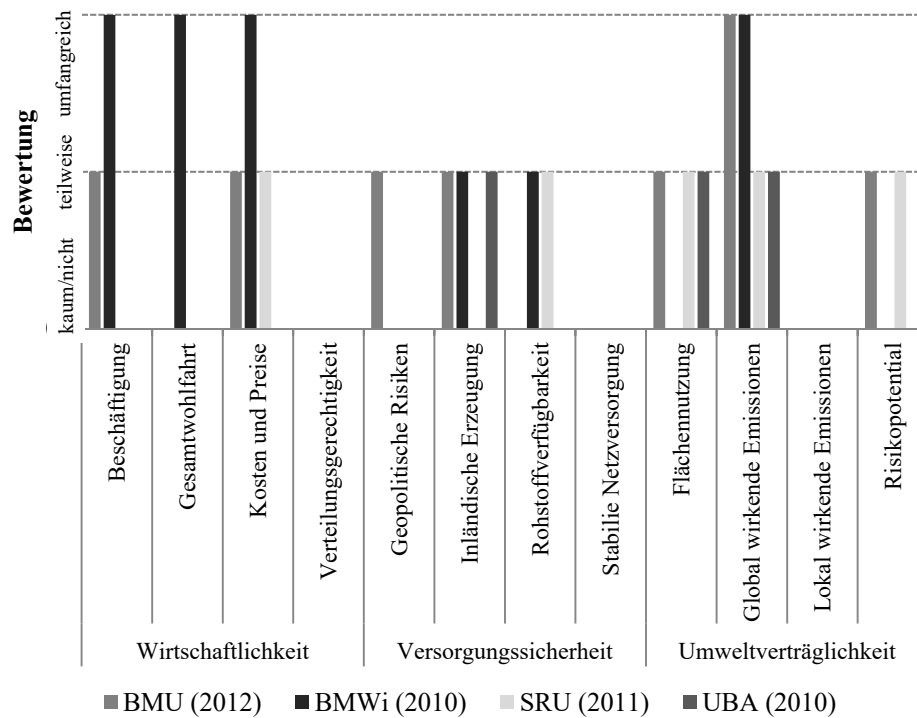


Abbildung 8: Berücksichtigung von Akzeptanzfaktoren in ausgewählten Szenariostudien

Zudem zeigt sich, dass einige Akzeptanzfaktoren in keiner der Studien berücksichtigt werden. Dazu zählen *Verteilungsgerechtigkeit*, *stabile Netzversorgung* sowie *lokal wirkende Emissionen*. Der einzige Akzeptanzfaktor, der in allen Szenariostudien berücksichtigt wird, ist *global wirkende Emissionen*. In den Szenariostudien von UBA (2010) und SRU (2011) wird der Faktor *global wirkende Emissionen* lediglich hinsichtlich Kohlendioxid-Emissionen untersucht, während die Studien des BMU (2012) und des BMWi (2010) auch weitere klimaschädliche Emissionen berücksichtigen, weshalb die beiden letztgenannten Studien eine höhere Bewertung erhalten haben. Nach den *global wirkenden Emissionen* wird der Akzeptanzfaktor *Kosten und Preise* am detailliertesten in den Szenariostudien betrachtet. Dabei stellt einzig die Studie des BMWi (2010) nicht nur die Gesamt- bzw. Durchschnittskosten im Stromsektor, sondern auch die Endkundenpreise dar. Insgesamt zeichnet sich die Studie des BMWi (2010) durch eine ausführliche Betrachtung von wirtschaftlichen Aspekten aus. So werden nur in dieser Studie sowohl Beschäftigungseffekte und Effekte auf das Bruttoinlandsprodukt als auch die Kosten einzelner Kundengruppen untersucht. Die UBA-Studie (2010) vernachlässigt hingegen wirtschaftliche Aspekte vollständig und präsentiert sich entsprechend als reine

Machbarkeitsstudie für eine emissionsfreie Stromversorgung. Somit kann zumindest hinsichtlich der Studie des UBA (2010) die zuvor getroffene Annahme in Frage gestellt werden, dass die Studie einen Anspruch auf eine mögliche Umsetzung des Transformationspfads erhebt.

Im nächsten Schritt wird die Berücksichtigung der Akzeptanzfaktoren für die einzelnen Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks aggregiert betrachtet. Hierzu sind in Abbildung 9 die einzelnen Akzeptanzfaktoren zu einem Index für jedes Element des energiepolitischen Zieldreiecks zusammengefasst.²⁵

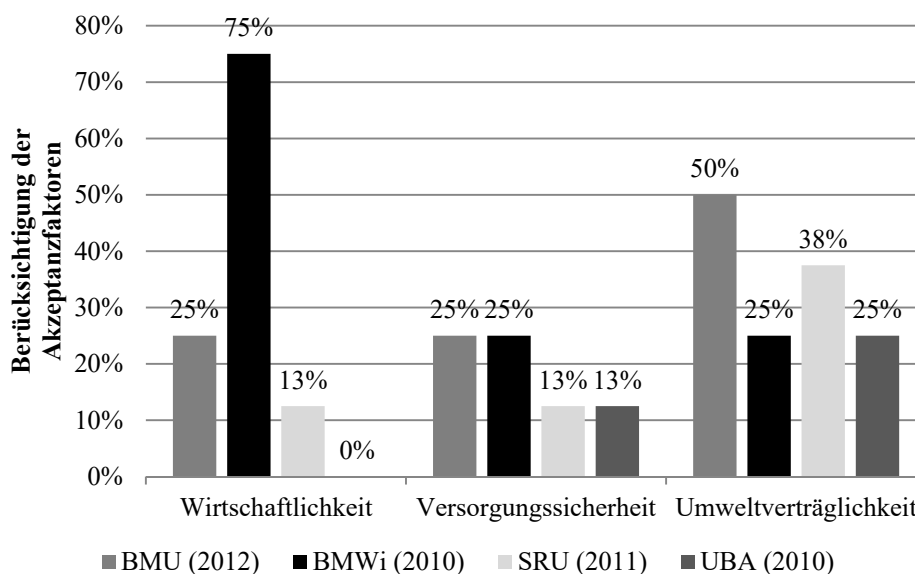


Abbildung 9: Aggregierte Betrachtung der Berücksichtigung von Akzeptanzfaktoren in ausgewählten Szenariostudien

Diese aggregierte Betrachtung bestätigt den bereits gewonnenen Eindruck, dass die BMWi-Studie (2010) in besonderem Umfang Faktoren berücksichtigt, die sich dem energiepolitischen Ziel *Wirtschaftlichkeit* zuordnen lassen. Umweltbezogene Akzeptanzfaktoren werden hingegen am detailliertesten von der Studie des BMU (2012) untersucht. Diese Schwerpunktsetzung ist nicht überraschend, da sie die jeweiligen Politikbereiche der Ministerien zum Zeitpunkt der Studienerstellung widerspiegelt. So waren zu diesem Zeitpunkt zwar beide Ministerien für die Umsetzung der Energiewende verantwortlich, allerdings lag im Zuständigkeitsbereich des BMWi insbesondere die Gewährleistung einer sicheren und preisgünstigen Versorgung mit Energie (BMWi

²⁵ Für den Index wird der Quotient aus der Summe der bewerteten Zählpunkte ohne eine Gewichtung der Kriterien und den maximal möglichen Punkten für jedes energiepolitisches Ziel gebildet.

2013), während das BMU für einen sparsamen Umgang mit Ressourcen und Energie sowie den Schutz der menschlichen Gesundheit vor Umweltverschmutzung verantwortlich war (BMU 2013).²⁶ In der aggregierten Betrachtung zeigt sich in allen Szenariostudien ein geringes Gewicht der Versorgungssicherheit, was aus Akzeptanzsicht nachlässig ist, da durch eine Gefährdung der Versorgungssicherheit die Akzeptanz für einen gesamten Energietransformationspfad beeinträchtigt werden kann (vgl. Schubert et al. 2013). Insgesamt zeigen die Ergebnisse der Untersuchung hinsichtlich der Akzeptanzfaktoren, dass Potenzial für eine umfangreichere Berücksichtigung der Einflussfaktoren auf die Akzeptanz in allen Szenariostudien vorhanden ist.

3.2.2 Politische Durchsetzbarkeit

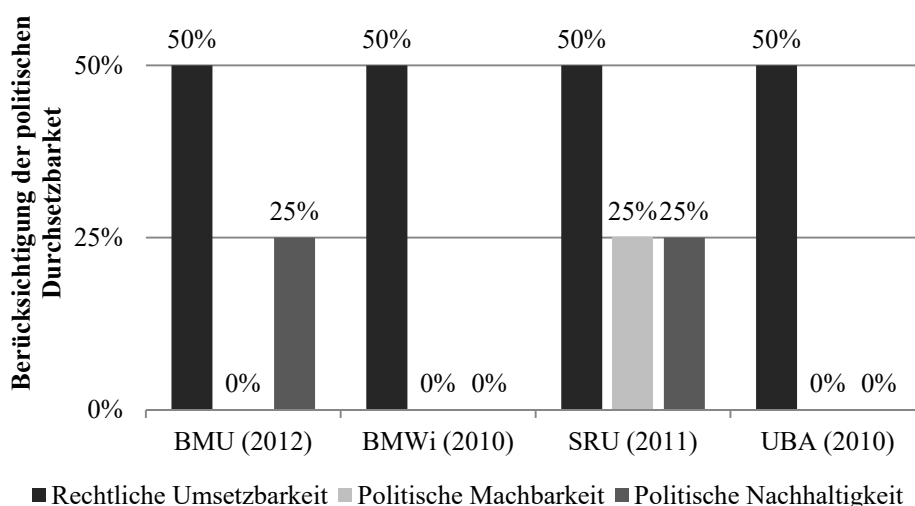


Abbildung 10: Aggregierte Betrachtung der Berücksichtigung verschiedener Ebenen der politischen Umsetzbarkeit in ausgewählten Szenariostudien

Die Berücksichtigung der drei verschiedenen Stufen der politischen Durchsetzbarkeit in den untersuchten Studien ist in aggregierter Form in Abbildung 10 dargestellt. Es fällt auf, dass keine der Studien eine der drei Stufen vollständig berücksichtigt hat. Am umfangreichsten wird die erste Stufe *rechtliche Umsetzbarkeit* berücksichtigt. Dies geschieht in allen Studien in einem vergleichbaren Maße, so werden häufig die bestehende nationale Gesetzgebung in Bezug auf Effizienzmaßnahmen und die För-

²⁶ Erst nach der Bundestagswahl 2013 wurde die Zuständigkeit der Energiewende auf das BMWi konzentriert.

derung von Erneuerbaren Energien ebenso wie die europäischen 20/20/20-Ziele berücksichtigt. Eine umfangreiche Abschätzung der rechtlichen Barrieren der Szenarien wird allerdings in keiner der Szenariostudien vorgenommen.

Defizite zeigen sich bei der Berücksichtigung der *politischen Machbarkeit*. Lediglich die SRU-Studie (2011) beschäftigt sich mit der Problematik möglicher Barrieren im deutschen Gesetzgebungsprozess aufgrund von potentiellen Vetospielern. Obwohl dort die Grenzen der *politischen Machbarkeit* diskutiert werden, fehlt eine direkte Verknüpfung zu den im weiteren Verlauf der Studie untersuchten Energietransformationspfaden. Die fehlende Verknüpfung ist dabei auf die Charakteristik der Studie zurückzuführen, die weniger eine zusammenhängende Untersuchung zur Beantwortung einer konkreten Fragestellung, als eine Zusammenfassung verschiedener Problemfelder ist, die parallel behandelt werden. Dies führt auch dazu, dass die SRU-Studie (2011) die Kategorisierung der *politischen Nachhaltigkeit* nur ansatzweise berücksichtigt, obwohl wesentliche Problemfelder im Rahmen des Gesamtdokuments thematisiert werden. Ähnlich verhält es sich bezüglich der *politischen Nachhaltigkeit* in der BMU-Studie (2012): Hier wird die Vielfalt verschiedener Interessenkoalitionen dargestellt, jedoch werden daraus keine konkreten Konsequenzen für die untersuchten Szenarien abgeleitet. Die Untersuchung der politischen Durchsetzbarkeit zeigt, dass die Studien politische Problemfelder bisher wenig detailliert betrachten bzw. diese nicht mit der konkreten Szenarioerstellung bzw. -bewertung verknüpft werden. Als Ursache hierfür kommen grundsätzlich zwei mögliche Sachverhalte in Frage. Zunächst besteht die Möglichkeit, dass die untersuchten Szenariostudien keinen Umsetzungsanspruch haben, sondern lediglich Optionen der technischen Machbarkeit aufzeigen wollen. Dies kann jedoch zumindest für die Studien des BMU (2011) und des BMWi (2010) zurückgewiesen werden, da diese konkret für die Ableitung von politischen Handlungsempfehlungen in Auftrag gegeben wurden. Als alternativer Erklärungsansatz kommt die institutionelle Charakteristik der Auftraggeber der ausgewählten Szenariostudien in Frage. So könnte das Aufzeigen politischer Barrieren nicht im Interesse der Auftraggeber sein, falls diese auf eigene politische Positionen zurückgeführt werden können.

3.2.3 Transparente Szenariogestaltung

Die Berücksichtigung der Transparenz in den Studien wird einerseits in Bezug auf die Darstellung der verwendeten Daten und andererseits in Bezug auf die eingesetzten Methoden bewertet. Beide Elemente sind notwendig, um die Ergebnisse aus den untersuchten Szenariostudien nachvollziehbar für Dritte zu gestalten. Wie aus Abbildung 11 ersichtlich wird, weisen alle Studien im Hinblick auf die *Datentransparenz* deutliche Mängel auf, die dazu führen, dass die Ergebnisse nicht vollständig reproduzierbar sind.

Während in den Studien des BMU (2012), BMWi (2010) und SRU (2011) die verwendeten Annahmen zumeist in aggregierter Form dargestellt (z. B. hinsichtlich des bestehenden Kraftwerksparks) und auch zukünftige Annahmen für die Technologieentwicklung beschrieben werden, fehlen in der UBA-Studie (2010) die Annahmen zu technischen Parametern zukünftiger Erzeugungstechnologien.

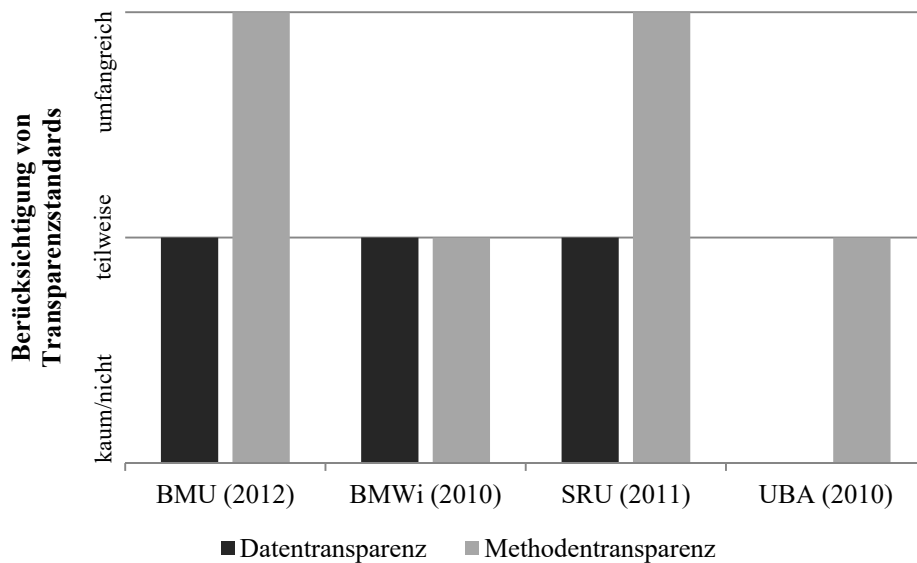


Abbildung 11: Transparenz der Szenariogestaltung in ausgewählten Szenariostudien

Die *Methodentransparenz* erfordert, dass die Funktionsweise der Modelle so beschrieben wird, dass diese vollständig nachvollzogen werden können. Möglich ist dies nur im Falle der BMU-(2011)- und SRU-(2011)-Studie, welche beide auf dem *REMIX*-Modell des DLR beruhen. In beiden Studien wird auf externe Arbeiten verwiesen, die eine mathematische Formulierung der Programmlogik enthalten. Kaum nachvollziehbar ist die Methodik in den Studien des BMWi (2010) und des UBA (2010); diese beschreiben zwar in Grundzügen die Modelllogik, die genauen Ansätze sowie Restriktionen werden jedoch nicht vorgestellt.

Es bleibt festzuhalten, dass eine vollständige Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse in keiner der Studien möglich ist. Aus der Perspektive der Wissenschaft ist dies wünschenswert, um eine kritische Auseinandersetzung mit den Ergebnissen zu ermöglichen und in der Folge auch Vertrauen hinsichtlich der Validität der erzielten Ergebnisse herzustellen. Allerdings könnte die Zurückhaltung gerade bei der Veröffentlichung von Datensätzen auch damit verbunden sein, dass für die Beteiligten Unternehmen bzw. Institutionen durch die Veröffentlichung ein ökonomischer bzw. wissenschaftlicher Vorteil verloren

gehen könnte, welcher mit gut recherchierten Datensätzen einhergeht. So ist die vollständige Datentransparenz zwar aus wissenschaftlicher Perspektive erstrebenswert, jedoch in der Praxis nicht nur aufgrund des Umfangs der Datenmengen schwer umsetzbar.²⁷

3.3 Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen

Die Ergebnisse dieses Kapitels zeigen allgemein, dass bei den untersuchten Studien in allen drei Analyseschritten Potenzial für Verbesserungen besteht, um gesellschaftliche Aspekte zu berücksichtigen.

Insbesondere gilt dies bei den betrachteten Faktoren für die gesellschaftliche Akzeptanz. In Abbildung 12 ist hierzu abschließend die prozentuale Berücksichtigung je Akzeptanzfaktor dargestellt, welche den Studienfokus auf einige wenige Faktoren verdeutlicht. Für das weitere Vorgehen kann daraus vor allem die Notwendigkeit zur Erweiterung bestehender Instrumente/Modelle zur Szenarioerstellung abgeleitet werden.

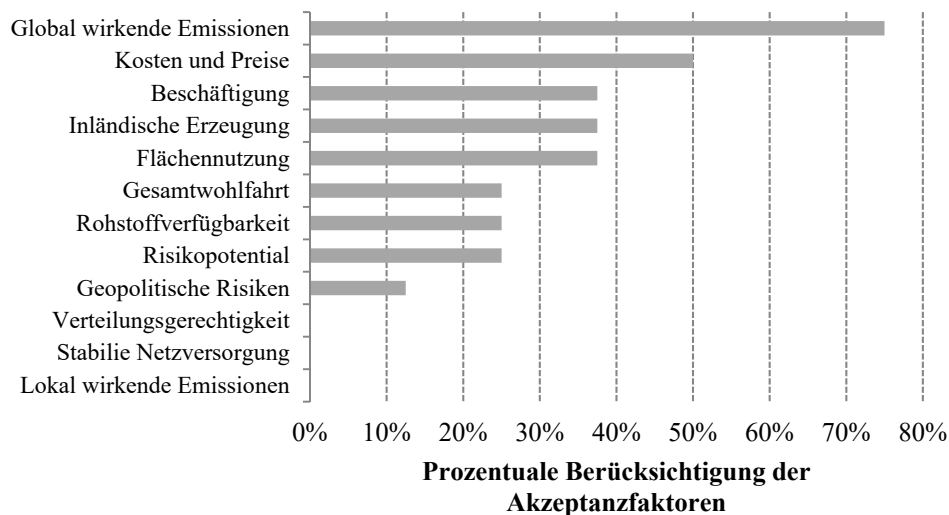


Abbildung 12: Berücksichtigung der Akzeptanzfaktoren in ausgewählten Szenariostudien

Im Rahmen der Analyse ist auch der Bedarf zur Erweiterung von Szenariostudien um die Betrachtung der *politischen Durchsetzbarkeit* von Energietransformationspfaden deutlich geworden, welcher folglich im Rahmen des Vorgehens der Arbeit implementiert

²⁷ In diesem Zusammenhang ist auch zu beachten, dass eine Verpflichtung zur vollständigen Datentransparenz aufgrund positiver externer Effekte auch zu einer Zurückhaltung bei den individuellen Bemühungen hinsichtlich der Datenarbeit führen könnte. Für eine allgemeine Diskussion des Problems siehe Eisenberg (2006).

wird. Bei den hier untersuchten Szenariostudien sollte jedoch beachtet werden, dass die Berücksichtigung der politischen Durchsetzbarkeit gegebenenfalls nicht im Interesse der Auftraggeber war und daher nicht ausführlicher betrachtet wurde.

Verbesserungspotenzial konnte auch hinsichtlich der ergänzenden Untersuchungsebene der *Transparenz* in den Szenariostudien identifiziert werden. Aufgrund des Marktwerts von umfangreichen Datengrundlagen ist es allerdings fraglich, inwiefern höhere Transparenzanforderungen bei künftigen Szenariostudien umgesetzt werden können. Auf den Mangel der Nachvollziehbarkeit von Energieszenarien haben inzwischen wissenschaftliche Zeitschriften, wie *Energy Economics*, reagiert, die eine vollständige Veröffentlichung der Hintergrunddaten voraussetzen (Ang et al. 2013). Im Rahmen des weiteren Vorgehens der Arbeit wird entsprechend auf eine ausführliche und transparente Darstellung der verwendeten Methoden und Hintergrunddaten geachtet.

Neben dem aufgezeigten Verbesserungspotenzial von Szenariostudien, welches insbesondere in der Modellierung von Energieszenarien in den Kapiteln 6 ff. berücksichtigt wird, bildet der in diesem Kapitel erstellte Analyserahmen zudem die Grundlage für die weitere Betrachtung der gesellschaftlichen Akzeptanz als auch der politischen Durchsetzbarkeit (Kapitel 11).

4 **MESSUNG VON AKZEPTANZFAKTOREN²⁸**

Dieses Kapitel dient dazu, auf empirischer Basis die Perspektive der Bevölkerung bei der Bewertung von Transformationspfaden zu erfassen. Unter Berücksichtigung der in Kapitel 3 identifizierten Akzeptanzfaktoren soll hierzu ein repräsentatives Bild der präferierten Energietransformationspfade ermittelt werden. Im Rahmen des Kapitels werden zunächst das Untersuchungsdesign sowie das Vorgehen bei den durchgeführten Befragungen beschrieben. Daraufhin werden die Frageelemente und die Ergebnisse aus den Befragungen vorgestellt. Abschließend werden die gewonnenen Erkenntnisse in Bezug auf die genutzten Methoden kritisch hinterfragt und Schlussfolgerungen für die weiteren Schritte gezogen.

4.1 Untersuchungsdesign

Für die Bewertung der Akzeptanzfaktoren durch die Bevölkerung wird ein zweistufiges Untersuchungsdesign verwendet, welches in Abbildung 13 dargestellt ist. In einer ersten Befragung vom 21. Oktober bis 27. November 2013 wird zunächst die Bedeutung der Akzeptanzfaktoren untersucht und so eine Rangfolge abgeleitet. Basierend auf dieser Reihung werden Akzeptanzfaktoren ausgewählt, die in einer zweiten Befragung vom 23. Februar bis 28. März 2014 detaillierter im Hinblick auf die präferierte Ausprägung und die Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung analysiert werden. In beiden Befragungen wird zudem die Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks als Trendfrage aufgenommen, um einerseits mögliche Veränderungen über die Zeit zu untersuchen und andererseits die Rangfolge der Akzeptanzfaktoren zu validieren.

4.1.1 Datenerhebung über Telefoninterviews

Als Erhebungsmethode für beide Umfragen wird eine telefonische Befragung gewählt. Telefonbefragungen sind zwar gegenüber Onlinebefragungen vergleichsweise teuer, allerdings kann mit einer Telefonbefragung eine repräsentative Stichprobe gezogen werden,²⁹ welche notwendig ist, um von den erhobenen Ergebnissen auf die deutsche Gesamtbevölkerung schließen zu können.

²⁸ Ausschnitte dieses Kapitels sind in Schubert et al. (2015a) veröffentlicht worden.

²⁹ Zu Vor- und Nachteilen von verschiedenen Datenerhebungsmethoden siehe z. B. Couper (2011) oder Szolnoki und Hoffmann (2013).



Abbildung 13: Übersicht über das Untersuchungsdesign

Die für die Untersuchung der Akzeptanzfaktoren herangezogenen Frageelemente werden jeweils in einer Mehrthemenbefragung (Omnibusbefragung) integriert, welche neben den hier vorgestellten Aspekten weitere Themen aus dem Boysen-TUD-Graduiertenkolleg umfasst. Durchgeführt werden die Befragungen mittels computer-gestützten telefonischen Interviews (*Computer Assisted Telephone Interviews, CATI*) am Telefonlabor der TU Dresden. Bei der Durchführung von Telefonbefragungen muss beachtet werden, dass diese erhöhte Anforderungen an die Fragebogengestaltung stellen, da im Gegensatz zu schriftlichen Befragungstechniken keine visuellen Hilfsmittel genutzt werden können und somit besonders auf das Verständnis der Fragen geachtet werden muss.

4.1.2 Vorgehen der Untersuchung

Das schrittweise Vorgehen von der Fragebogenerstellung bis zur Auswertung in beiden Befragungen ist in Abbildung 13 dargestellt. Im ersten Schritt werden zunächst die Frageelemente für die untersuchten Themen erstellt (①). Anschließend werden diese in den Fragenkatalog der bereits erwähnten Mehrthemenbefragung überführt (②). Im

nächsten Schritt wird der gesamte Fragebogen vor der Feldphase im Rahmen von Testinterviews (*Pretest*) überprüft (❸), um mögliche Missverständnisse durch den Fragewortlaut aufzudecken (Weichbold 2014). Hierzu werden Testinterviews sowohl mit der *Think-aloud-Methode* als auch in anschließenden, realen Interviewsituationen durchgeführt (Prüfer und Rexroth 1996). Nachdem die Ergebnisse der Testinterviews durch Anpassungen im Fragebogen berücksichtigt worden sind, werden die Befragungen im Telefonlabor der TU Dresden durchgeführt (❹). Die Grundlage für die Auswahl der Befragten ist ein mehrstufiges Zufallsverfahren. In der ersten Stufe wird eine Zufallsstichprobe von Festnetztelefonnummern nach dem Gabler-Häder-Verfahren gezogen (Häder und Gabler 1998). In der zweiten Stufe wird entsprechend der *Last-Birthday-Methode* ausschließlich die Person im Haushalt ab 18 Jahren befragt, die zuletzt Geburtstag hatte (Häder 2000). Trotz der Zufallsauswahl der Befragten können unterschiedliche Abdeckungen mit Festnetzanschlüssen oder eine unterschiedliche Teilnahmebereitschaft zu Über- oder Unterrepräsentation einzelner soziodemografischer Gruppen in der Stichprobe führen. Daher wird im Anschluss an die Stichprobenziehung eine Gewichtung der Umfragerohdaten vorgenommen (❺), um Verzerrungen innerhalb der Stichprobe auszugleichen (Gabler und Ganninger 2010). Bei der hier angewandten Gewichtung werden die Zahl der Haushaltsmitglieder ab 18 Jahren sowie die soziodemografischen Merkmale Alter, Geschlecht und Bildung in der Stichprobe an die amtliche Statistik für Deutschland angeglichen (Statistisches Bundesamt 2013). Die Anwendung des beschriebenen Verfahrens zur zufälligen Auswahl der befragten Personen sowie die nachträgliche Gewichtung sollen so zu einer repräsentativen Befragungsstichprobe führen. Auf Basis der so ermittelten Umfrageergebnisse ist es anschließend möglich, innerhalb statistischer Fehlerspannen auf die tatsächlichen Werte in der Grundgesamtheit zu schließen, welche die Bevölkerung in Deutschland ab 18 Jahren darstellt.³⁰ Die erhobenen Daten werden im letzten Schritt mit Unterstützung des statistischen Softwarepakets SPSS[®] ausgewertet (❻).

4.2 Ergebnisse der Telefonbefragung

Im Folgenden wird zunächst die Stichprobe aus beiden Telefonbefragungen beschrieben. Anschließend werden für jede untersuchte Inhaltskategorie die ausgewählten Fragelemente sowie die angewandten statistischen Methoden beschrieben, daraufhin werden

³⁰ Die statistischen Fehlerspannen (Abweichung zwischen erhobenem Wert und tatsächlichem Wert in der Grundgesamtheit) liegen bei einem zugrundeliegenden Konfidenzintervall von 95% für beide Befragungen zwischen 1,4 Prozentpunkten (für eine Merkmalsverteilung von 5% zu 95%) und 3,2 Prozentpunkten (für eine Merkmalsverteilung von 50% zu 50%).

die Ergebnisse vorgestellt. Eine vollständige Beschreibung der berücksichtigten Frageelemente ist in Anhang A.2 enthalten.

4.2.1 Stichprobenbeschreibung

Für beide Befragungen wurden in einem Zeitraum von rd. einem Monat ca. 1.000 Interviews mit zufällig ausgewählten Personen durchgeführt (vgl. Tabelle 5). Innerhalb der Befragungszeiträume traten keine Ereignisse auf, die eine Verzerrung der Ergebnisse erwarten lassen. Bei der Interpretation ist allerdings zu beachten, dass zwischen erster und zweiter Befragung nach der Bundestagswahl 2013 die Koalitionsverhandlungen zur Bildung der Bundesregierung stattfanden und eine Novellierung des EEG diskutiert wurde. Sowohl der Bundestagswahlkampf als auch die Neuauflage des EEGs sind mit einer starken Betonung des Kostenaspekts von Erneuerbaren Energien sowie der Gewährleistung der Versorgungssicherheit verbunden gewesen. Diese Themen wurden entsprechend auch stärker in den Medien thematisiert.³¹ Inwiefern dies zu einer Veränderung der Präferenzen der Bevölkerung geführt hat, soll im Rahmen der Analyse mit der Trendfrage hinsichtlich des energiepolitischen Zieldreiecks geklärt werden (Abschnitt 4.2.6).

Tabelle 5: Grundgesamtheit und Stichprobe vor Durchführung der Gewichtung

Ausprägung	Beschreibung	1. Befragung	2. Befragung	Grundgesamtheit ^a
Teilnehmer	Anzahl	1.006	1.012	-
Befragungszeitraum	Datum	21.10.– 27.11.2013	24.02.– 28.03.2014	-
Geschlecht	Anteil Männer	47,6%	44,1%	48,3%
Alter	Durchschnitt	50,3	50,4	50,0
Bildungsniveau	Anteil Abitur und höher	52,6%	50,9%	29,3%

^a Deutsche Bevölkerung ab 18 Jahren, Quelle: Statistisches Bundesamt (2013).

Auf Basis von Tabelle 5 kann die Verteilung der demografischen Merkmale in beiden Stichproben vor Durchführung der Gewichtung mit der deutschen Grundgesamtheit verglichen werden. Eine hohe Übereinstimmung kann hinsichtlich des Durchschnittsalters zwischen der deutschen Bevölkerung (ab 18 Jahren) und den Stichproben festgestellt werden. Allerdings werden Abweichungen bei der Ausprägung Geschlecht

³¹ Eine Analyse der Positionen der Parteien zur Bundestagswahl 2013 und der entsprechenden Medienberichterstattung findet sich bei Korte (2015).

sowie Bildungsniveau in den durchgeführten Befragungen ersichtlich. Sowohl die Unterrepräsentation von Männern (*Geschlechterbias*) als auch von Personen mit niedriger Bildung (*Bildungsbias*) sind typisch für Telefonbefragungen auch unter Berücksichtigung der durchgeführten Zufallsauswahl (Engels et al. 2013; Lück et al. 2013). Erklärt wird der hier zu Tage getretene *Bildungsbias* beispielsweise durch eine höhere Teilnahmebereitschaft von Personen mit hohem Bildungsniveau, die auf ein stärkeres Interesse an sozialwissenschaftlichen Themenstellungen zurückgeführt werden kann (Schneekloth und Leven 2003). Für die Unterrepräsentation von Männern in Stichproben wird häufig eine schlechtere Erreichbarkeit, z. B. aufgrund einer häufigeren Berufstätigkeit, verantwortlich gemacht, aber auch falsche Angaben der Befragten bei der Anwendung der *Last-Birthday-Methode* können eine Rolle spielen (O'Rourke und Lakner 1988).

Um den Einfluss von soziodemografischen Unterschieden zwischen der Stichprobe und der deutschen Bevölkerungsstruktur auszugleichen, sind die folgenden dargestellten Ergebnisse faktoriell nach dem in Abschnitt 4.1.2 dargestellten Verfahren gewichtet, sofern dies nicht abweichend angegeben ist.

4.2.2 Bedeutung der Akzeptanzfaktoren (Umfrage 1)

4.2.2.1 Frageelemente und statistische Auswertung

Um die Bedeutung der einzelnen Akzeptanzfaktoren im Rahmen der ersten Befragung zu ermitteln, wird jeweils ein Frageelement herangezogen, dessen Bedeutung durch die Befragten bewertet wird. Die hierzu verwendeten Frageelemente werden so gewählt (siehe Tabelle 6), dass sie den Akzeptanzfaktor bestmöglich repräsentieren, für die Befragten verständlich sind und durch die Wortwahl möglichst nicht als Wertung empfunden werden. Dennoch sollte bei der Interpretation der Ergebnisse der genaue Wortlaut der Fragestellungen berücksichtigt werden, da subjektive Assoziationen zu entsprechenden Verzerrungen führen können. Zudem können einzelne Frageelemente die Vielschichtigkeit einzelner Akzeptanzfaktoren nicht vollständig abdecken.³²

Bei der Befragung erhält jeder Teilnehmer lediglich sechs von zwölf Frageelementen auf Basis einer zufälligen Auswahl und in zufälliger Reihung. Dieses Vorgehen halbiert zwar die Stichprobengröße und erhöht somit die statistischen Fehlerspannen, ist jedoch aufgrund des Umfangs des Fragenblocks und damit aus umfragewissenschaftlicher Perspektive zu bevorzugen, um Abbrüche oder Protestantworten zu vermeiden. Die einzelnen Frageelemente werden jeweils mit einer sechsstufigen Rating-Skala bewertet:

³² So wurde z. B. die *Gesamtwohlfahrt* lediglich auf den Industriesektor bezogen oder *Kosten und Preise* lediglich auf den Haushaltssektor.

von der Bewertung sechs (sehr wichtig) bis eins (gar nicht wichtig). Die Abfrage in diskreten Zahlenwerten erlaubt zudem eine metrische Interpretation der Ergebnisse, die Bestimmung von statistischen Kennzahlen sowie die Reihung der Akzeptanzfaktoren.

Tabelle 6: Zuordnung von Frageelementen zu Akzeptanzfaktoren

	Akzeptanzfaktor	Frageelement Und für wie wichtig halten Sie...
<i>Wirtschaftlichkeit</i>	Beschäftigung	...eine Energieversorgung, die zu hoher Beschäftigung in Deutschland führt
	Gesamtwohlfahrt	...niedrige Energiepreise für die Wirtschaft
	Kosten und Preise	...niedrige Energiepreise für Privathaushalte
	Verteilungsgerechtigkeit	...dass nicht einzelne Unternehmen durch die Energiepolitik bevorzugt werden
<i>Versorgungssicherheit</i>	Geopolitische Risiken	...die Abhängigkeit von einigen wenigen Rohstofflieferanten zu vermeiden
	Inländische Erzeugung	...die Unabhängigkeit von Stromimporten zu jedem Zeitpunkt
	Rohstoffverfügbarkeit	...eine Energieversorgung, die die Nutzung von endlichen Rohstoffen vermeidet
	Stabile Netzversorgung	...stabile Energienetze, die eine Versorgung ohne Stromausfälle garantieren
<i>Umweltverträglichkeit</i>	Flächennutzung	...die Nutzung von nur wenigen Flächen durch die Energieinfrastruktur
	Global wirkende Emissionen	...eine geringe Belastung des weltweiten Klimas durch die Energieversorgung
	Lokal wirkende Emissionen	...einen geringen Schadstoffausstoß in die Umgebung
	Risikopotenzial	...die Nutzung von Technologien mit nur geringem Gefahrenpotenzial

Um die Unabhängigkeit der Bewertung der einzelnen Elemente von verschiedenen demografischen Merkmalen (Geschlecht, Einkommen, Bildung) zu untersuchen, wird im Rahmen dieses Abschnitts eine Kontingenzanalyse auf Basis eines Chi-Quadrat-Tests verwendet. Der Chi-Quadrat-Test eignet sich hierzu, da jeweils die Ausprägung der Nennung als auch die Einteilung der demografischen Gruppen ein nominales Skalenniveau aufweisen (vgl. Backhaus et al. 2011, S. 303 ff.). Beim Chi-Quadrat-Test wird mit Hilfe der χ^2 -Teststatistik die Nullhypothese geprüft (siehe Gleichung 4.1), ob zwei Merkmale i und j (hier Nennung eines energiepolitischen Ziels und demografische

Gruppe) unabhängig voneinander auftreten. Wenn also die Teststatistik³³ innerhalb der festgelegten Irrtumswahrscheinlichkeit liegt (hier: 5%) und folglich die Nullhypothese verworfen wird, wird angenommen, dass die untersuchten Merkmale voneinander abhängen.

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \frac{(n_{ij} - e_{ij})^2}{e_{ij}} \quad 4.1$$

Bei der Anwendung und Interpretation des Chi-Quadrat-Tests gilt es zu beachten, dass durch die Einbeziehung von jeweils nur zwei Merkmalen ein möglicher Einfluss eines dritten nicht betrachteten Merkmals unberücksichtigt bleibt. Beispielsweise könnte aufgrund des Zurückweisens der Nullhypothese angenommen werden, dass ein signifikanter Einfluss des Einkommens besteht, tatsächlich könnte der Einfluss auf die Bildung oder Herkunft der Befragten zurückzuführen sein, welche stark mit dem jeweiligen Einkommen korreliert. Zudem sollte beachtet werden, dass aus der χ^2 -Teststatistik kein direkter Hinweis auf die Stärke des Einflusses gewonnen werden kann, da die Teststatistik direkt von der Stichprobengröße abhängt.³⁴

4.2.2.2 Ergebnisse hinsichtlich der Bedeutung der Akzeptanzfaktoren

In Abbildung 14 ist die Bewertung der Akzeptanzfaktoren absteigend nach dem Mittelwert (M) dargestellt, wobei ein hoher Mittelwert eine hohe Bedeutungsbeimessung bedeutet. An erster Stelle steht der Akzeptanzfaktor *lokal wirkende Emissionen* (M=5,36) vor *stabile Netzversorgung* (M=5,23) und vor *global wirkenden Emissionen* (M=5,22). Der erste ökonomische Faktor *Kosten und Preise* (M=5,18) kommt erst an vierter Stelle. Insgesamt überraschend ist, dass gesamtwirtschaftlichen Aspekten, wie *Beschäftigung* auf der zehnten Position sowie *Gesamtwohlfahrt* auf der letzten Position,³⁵ eine untergeordnete Bedeutung beigemessen wird, obwohl diese häufig in der politischen Diskussion genannt werden, um Transformationspfade zu unterstützen.³⁶ Eine ähnlich geringe Bedeutungszumessung hat lediglich die *Flächennutzung* auf der vorletzten Position erhalten. Zu beachten ist jedoch, dass selbst der Akzeptanzfaktor auf der letzten Position (*Gesamtwohlfahrt*) von mehr als der Hälfte der Bevölkerung als

³³ Die Teststatistik ist approximativ Chi-Quadrat-verteilt mit $(I-1) \times (J-1)$ Freiheitsgraden.

³⁴ Um die Stärke von Zusammenhängen zu analysieren, kann bspw. der Kontingenzkoeffizient nach Pearson oder Kramers V verwendet werden (Akremi und Baur 2011).

³⁵ Insbesondere ist beim Frageelement zum Akzeptanzfaktor *Gesamtwohlfahrt* zu beachten, dass dieses eher den Teilaspekt „niedrige Preise für die Wirtschaft“ darstellt.

³⁶ Vgl. hierzu z. B. O’Sullivan et al. (2014).

mindestens eher wichtig (mit vier oder höher bewertet) angesehen wird. Konsequenterweise sollte möglichst keiner der Akzeptanzfaktor bei der Bewertung von Energietransformationspfaden ausgeschlossen werden.

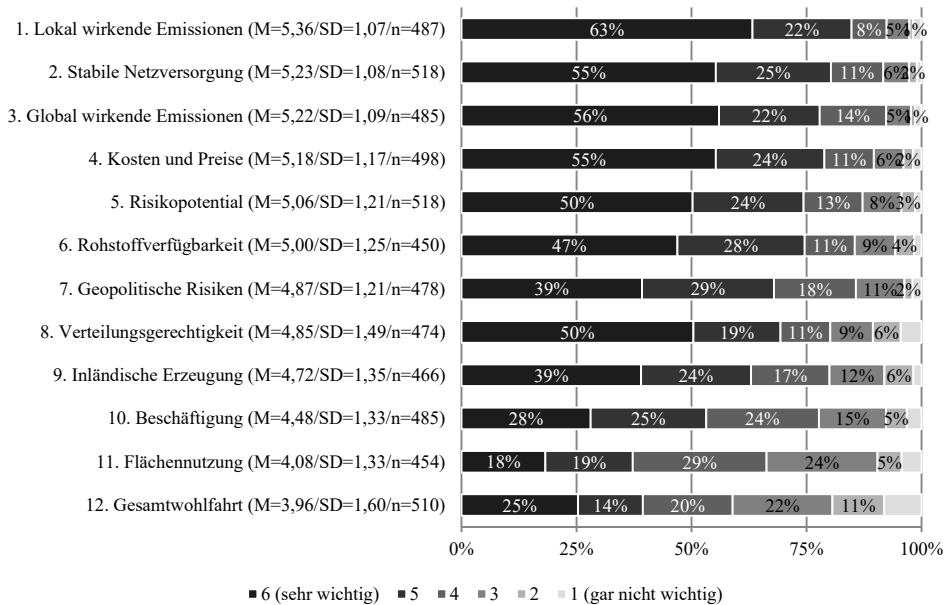


Abbildung 14: Akzeptanzfaktoren sortiert nach absteigender Bedeutung

Hinsichtlich der Streuung der Ergebnisse in Form der Standardabweichung (SD) fällt auf, dass diese bei den Faktoren *Verteilungsgerechtigkeit* und *Gesamtwohlfahrt* vergleichsweise hoch ausfällt. Dies spiegelt sich jeweils auch in höheren Anteilen bei der Nennung *sehr wichtig* als bei dem zuvor platzierten Rang wider. Dies könnte ein Hinweis auf eine unterschiedliche Bewertung von bestimmten Personengruppen sein, welche nachfolgend näher betrachtet wird.

Um mögliche Diskrepanzen zwischen demografischen Untergruppen zu untersuchen, wird in Abbildung 15 die Bedeutungszumessung in Form des Mittelwertes und der daraus resultierenden Rangfolge auf Basis von soziodemografischen Eigenschaften unterschieden. Hinsichtlich des eben genannten Akzeptanzfaktors *Verteilungsgerechtigkeit* lässt sich eine abweichende Bewertung durch demografische Teilgruppen insbesondere beim Geschlecht feststellen: Frauen gewichteten die *Verteilungsgerechtigkeit* mit einem Mittelwert von rd. 5,05 und einem resultierenden Rang 6 deutlich höher als Männer mit einem Mittelwert von 4,62 (Rang 8). Der Zusammenhang kann zwar auf Basis der Chi-Quadrat-Tests mit hoher Wahrscheinlichkeit angenommen werden, ist allerdings statistisch nicht signifikant ($\chi^2(5, n=474)=10,567, p=0,061$). Beim Faktor *Gesamtwohlfahrt* zeigt sich eine Diskrepanz bei der Bewertung besonders bei einer

Unterscheidung nach dem Einkommen: So bewerten Befragte mit niedrigem Haushaltseinkommen den Akzeptanzfaktor höher ($M=4,22$) als Haushalte mit hohem Einkommen ($M=3,69$). Dies spiegelt sich auch in einer signifikanten χ^2 -Teststatistik wider ($\chi^2 (5, n=409)=16,504, p<0,01$). Zurückgeführt werden kann dieser Zusammenhang beispielsweise darauf, dass die eigene wirtschaftliche Perspektive von Personen mit niedrigem Einkommen eher in Zusammenhang mit der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft gesehen wird.

Abweichende Rangfolgen in Abhängigkeit der demografischen Gruppe fallen darüber hinaus beim Akzeptanzfaktor *Kosten und Preise* auf: Während dieser bei Betrachtung der gesamten Stichprobe auf Rang 4 platziert ist, wird er von Frauen (Rang 3), Personen mit geringerem Einkommen (Rang 2) und mit niedrigerer Bildung (Rang 1) höher gewichtet. Dabei ist die Abhängigkeit bei der Bewertung sowohl hinsichtlich des Geschlechts ($\chi^2 (5, n=498)=16,230, p<0,01$) als auch der Bildung ($\chi^2 (5, n=497)=47,661, p<0,001$) statistisch signifikant.³⁷

Aus diesen Ergebnissen wird ersichtlich, dass die Bedeutung einzelner Faktoren für verschiedene Bevölkerungsgruppen unterschiedlich ausfallen kann. Dies deutet die damit verbundene Herausforderung an, einen Transformationspfad zu entwickeln, welcher der Mehrheit und damit verschiedenen demografischen Gruppen gleichermaßen gerecht wird.

³⁷ Bei einer Unterscheidung nach dem Einkommen kann die Nullhypothese hinsichtlich einer statistischen Unabhängigkeit hingegen nicht abgelehnt werden ($\chi^2 (5, n=404)=7,072, p=215$).

Akzeptanzfaktor „Für wie wichtig halten Sie...?“	Insgesamt	Bildungsniveau		Geschlecht		Haushaltseinkommen	
		Mittlere Reife und niedriger	Abitur und höher	Weiblich	Männlich	Weniger als 3.000 €	Mehr als 3.000 €
Lokal wirkende Emissionen	5,36 (Rang: 1)	5,32 (Rang: 2)	5,44 (Rang: 1)	5,39 (Rang: 1)	5,33 (Rang: 1)	5,32 (Rang: 1)	5,46 (Rang: 1)
Stabile Netzversorgung	5,23 (Rang: 2)	5,24 (Rang: 3)	5,21 (Rang: 3)	5,24 (Rang: 4)	5,23 (Rang: 2)	5,25 (Rang: 3)	5,20 (Rang: 3)
Global wirkende Emissionen	5,22 (Rang: 3)	5,22 (Rang: 4)	5,22 (Rang: 2)	5,36 (Rang: 2)	5,10 (Rang: 3)	5,19 (Rang: 4)	5,31 (Rang: 2)
Kosten und Preise	5,18 (Rang: 4)	5,37 (Rang: 1)	4,74 (Rang: 8)	5,34 (Rang: 3)	5,02 (Rang: 5)	5,30 (Rang: 2)	5,05 (Rang: 4)
Risikopotenzial	5,06 (Rang: 5)	5,01 (Rang: 5)	5,19 (Rang: 5)	5,14 (Rang: 5)	4,98 (Rang: 6)	5,09 (Rang: 5)	5,01 (Rang: 5)
Rohstoffverfügbarkeit	5,00 (Rang: 6)	4,90 (Rang: 6)	5,19 (Rang: 4)	4,97 (Rang: 7)	5,03 (Rang: 4)	4,97 (Rang: 6)	4,98 (Rang: 6)
Geopolitische Risiken	4,87 (Rang: 7)	4,83 (Rang: 8)	4,96 (Rang: 6)	4,87 (Rang: 9)	4,88 (Rang: 7)	4,80 (Rang: 8)	4,78 (Rang: 8)
Verteilungsgerechtigkeit	4,85 (Rang: 8)	4,85 (Rang: 7)	4,84 (Rang: 7)	5,05 (Rang: 6)	4,62 (Rang: 8)	4,79 (Rang: 9)	4,79 (Rang: 7)
Inländische Erzeugung	4,72 (Rang: 9)	4,79 (Rang: 9)	4,56 (Rang: 9)	4,91 (Rang: 8)	4,50 (Rang: 9)	4,85 (Rang: 7)	4,47 (Rang: 9)
Beschäftigung	4,48 (Rang: 10)	4,62 (Rang: 10)	4,14 (Rang: 10)	4,67 (Rang: 10)	4,30 (Rang: 10)	4,61 (Rang: 10)	4,29 (Rang: 10)
Flächennutzung	4,08 (Rang: 11)	4,15 (Rang: 11)	3,89 (Rang: 11)	4,27 (Rang: 11)	3,88 (Rang: 11)	4,12 (Rang: 12)	4,04 (Rang: 11)
Gesamtwohlfahrt	3,96 (Rang: 12)	4,02 (Rang: 12)	3,80 (Rang: 12)	4,19 (Rang: 12)	3,75 (Rang: 12)	4,22 (Rang: 11)	3,69 (Rang: 12)

Farbskala		
Rang 1	bis	Rang 12

Abbildung 15: Bedeutung (Mittelwert) von Akzeptanzfaktoren nach Gesamtrang (Zeilen) und nach soziodemografischen Faktoren (Spalten)

4.2.3 Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks (Umfrage 1)

4.2.3.1 Frageelemente und statistische Auswertung

Einen zusätzlichen Einblick hinsichtlich des Konkurrenzverhältnisses zwischen Preisen, Versorgungssicherheit und klimabezogenen Maßnahmen ermöglicht die Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks aus der Perspektive der Bevölkerung. Dazu werden die Umfrageteilnehmer gebeten, die für sie wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung auszuwählen (*klimafreundlich*, *preiswert* oder *zuverlässig*). Die vorgenommene Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks bietet zudem die Möglichkeit, die Konsistenz der Ergebnisse des vorherigen Abschnitts zu prüfen, da sich die Akzeptanzfaktoren den jeweiligen Zielen zuordnen lassen.

Für die Überprüfung der statistischen Unabhängigkeit der Nennung der einzelnen energiepolitischen Ziele und der demografischen Merkmale (Geschlecht, Einkommen, Bildung) wird analog zum vorherigen Abschnitt die Kontingenzanalyse auf Basis eines Chi-Quadrat-Tests herangezogen.

4.2.3.2 Ergebnisse hinsichtlich der Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks

In der ersten telefonischen Befragung wird eine *klimafreundliche* Energieversorgung von 44% der Befragten vor einer *zuverlässigen* (33%) sowie einer *preiswerten* (23%) Energieversorgung als wichtigste Eigenschaft eingestuft (siehe Abbildung 16). Die Rangfolge der Ziele deckt sich dabei weitgehend mit der Reihung der Akzeptanzfaktoren im vorherigen Abschnitt: Dort werden analog umweltbezogene Faktoren (*lokal wirkende Emissionen*) vor Faktoren der Versorgungssicherheit (*stabile Netzversorgung*) und vor preisbezogenen Faktoren (*Preise und Kosten* an vierter Stelle) als besonders wichtig bewertet. Dieses Ergebnis bestätigt somit grundsätzlich die Konsistenz mit der Reihung der Akzeptanzfaktoren.

Unterschiedliche Bewertungen mit Hinblick auf verschiedene demografische Gruppen treten ebenfalls bei der Nennung der energiepolitischen Ziele auf. Auffallend ist, dass hinsichtlich des Haushaltseinkommen ($\chi^2 (1, n=779)=0,035, p=0,851$) und des Bildungsniveaus ($\chi^2 (1, n=959)=0,312, p=0,576$) kein signifikanter Zusammenhang bei der Nennungen von *klimafreundlich* als wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung festgestellt werden kann, jedoch ein hochsignifikanter statistischer Zusammenhang hinsichtlich des Geschlechts ($\chi^2 (1, n=962)=13,038, p<0,001$) besteht. So ist die Klimafreundlichkeit der Energieversorgung für 50% der Frauen die wichtigste Eigenschaft der

Energieversorgung, aber nur für 38% der Männer. Ohne wesentlichen und nachweisbaren Einfluss ist das Geschlecht hingegen bei der Nennung von *preiswert* als wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung ($\chi^2 (1, n=962)=0,715, p<0,398$).

Die exemplarisch dargestellten Unterschiede bzw. Zusammenhänge deuten somit wie bereits bei der Bewertung der Akzeptanzfaktoren darauf hin, dass für verschiedene demografische Gruppen jeweils andere Elemente im Vordergrund stehen.

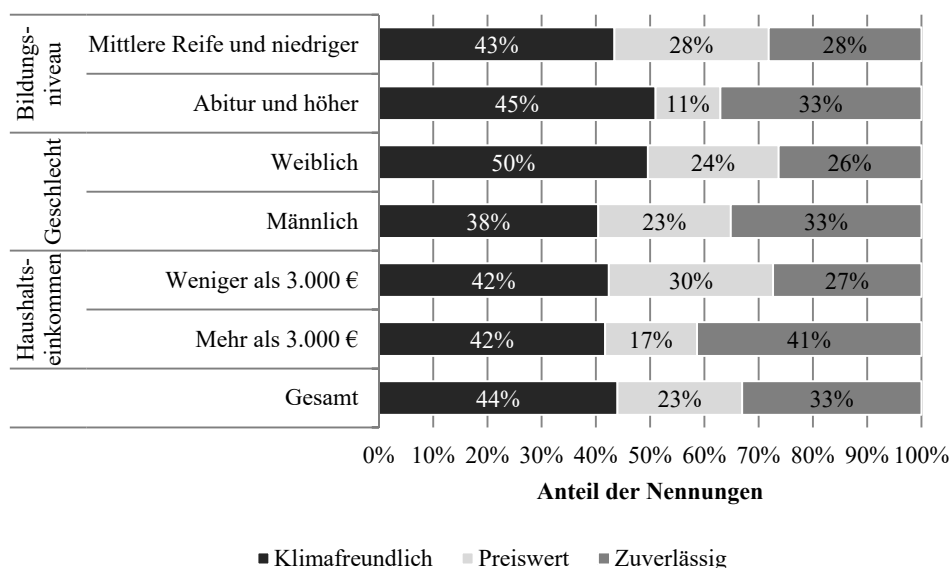


Abbildung 16: Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks: Was ist Ihrer Meinung nach die wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung? (n=962)

4.2.4 Qualitative Bewertung der Akzeptanzfaktoren (Umfrage 2)

4.2.4.1 Frageelemente und statistische Auswertung

Auf Basis der qualitativen Bewertung der Akzeptanzfaktoren sollen im weiteren Verlauf der Arbeit Transformationspfade abgeleitet werden, die anschließend näher untersucht werden. Da jedoch die detaillierte Bewertung aller zwölf Akzeptanzfaktoren die hinnehmbare Komplexität bei einer Telefonbefragung übersteigen, kann nur ein Teil in der zweiten Umfrage berücksichtigt werden. Ausgewählt werden diese Akzeptanzfaktoren auf Basis der Bewertungsrangfolge in der ersten Befragung. In der Folge werden die Akzeptanzfaktoren *lokal wirkende Emissionen* (Rang: 1), *global wirkende Emissionen* (Rang: 3), *Preise und Kosten* (Rang: 4), *Risikopotenzial* (Rang: 5) sowie *Rohstoffverfügbarkeit* (Rang: 6) in der zweiten Befragung berücksichtigt. Der Faktor *stabile Netzversorgung* (Rang: 2) wird hingegen nicht in der zweiten Befragung

untersucht, da eine Verschlechterung des Versorgungssicherheitsniveaus auf Netzebene keine Option darstellt, die bei der Umsetzung von Transformationspfaden zur Diskussion steht.

Da mit Hilfe der Bewertung der Akzeptanzfaktoren Transformationspfade bis 2030 entwickelt werden sollen, beziehen sich die herangezogenen Frageelemente jeweils auf ein zukünftig gewünschtes Energiesystem und nicht auf den derzeitigen Zustand bzw. eine sofortige Veränderung. Die Bewertung der Akzeptanzfaktoren *lokal* und *global wirkende Emissionen* sowie *Rohstoffverfügbarkeit*³⁸ wird hierbei mit einer qualitativen vierstufigen Skala durchgeführt (*stark, etwas, nur wenig, nicht weiter*),³⁹ die den zukünftig präferierten Reduktions- bzw. Ausbaupfad darstellt. An dieser Stelle werden die Befragten allgemein auf mögliche Kostensteigerungen hingewiesen, die mit der Auswahl verbundenen sind. Detaillierter wird der Akzeptanzfaktor *Kosten und Preise* dann im nächsten Abschnitt bei der Ermittlung von Zahlungsbereitschaften für einen Transformationspfad untersucht. Das *Risikopotenzial* wird indirekt über die Zustimmung bzw. Ablehnung zur weiteren Nutzung der Kernenergie berücksichtigt, welcher eine individuelle Risikoabwägung zugrunde liegt. Ergänzt wird der Fragenkatalog um die Einstellung der Bevölkerung zur weiteren Nutzung der Braunkohle, womit eine aktuelle Diskussion in der Energiepolitik berücksichtigt werden soll, welche zugleich dem Akzeptanzfaktor *Rohstoffverfügbarkeit* zugeordnet werden kann.

Neben den bisher untersuchten demografischen Merkmalen werden in der zweiten Befragung auch die Herkunft, die parteipolitische Präferenz sowie die Einstellung der Befragten zum Klimawandel erhoben. Die Herkunft der Befragten wird dazu über die Abfrage der ersten drei Ziffern der Postleitzahl erfasst.⁴⁰ Für die Auswertung werden die Befragten dann zunächst auf Basis der Postleitzahlen den Bundesländern zugeordnet. Da die Fallzahlen für einzelne Bundesländer, wie Bremen mit drei Befragten, zu gering für aussagekräftige Auswertungen sind,⁴¹ werden anschließend größere Regionalgruppen gebildet. Die Zuordnung nach Regionalgruppen ist in Tabelle 7 dargestellt. Die parteipolitische Präferenz der Befragten wird mit Hilfe der *Sonntagsfrage* ermittelt („Welche Partei würden Sie wählen, wenn am nächsten Sonntag Bundestagswahl wäre?“). Hier

³⁸ Rohstoffverfügbarkeit wird über den Ausbaupfad für nicht endliche Elektrizitätserzeugungsformen (Erneuerbare Energien) abgebildet.

³⁹ Von einer quantitativen Bewertung (z. B. der Angabe der prozentualen Reduktion der Treibhausgasemissionen) wird abgesehen, da zu erwarten ist, dass abgesehen von monetären Werten keine realistische Einschätzung konkreter Zahlenwerte durch weite Teile der Bevölkerung möglich ist.

⁴⁰ Eine Abfrage der gesamten Postleitzahl wird aus Datenschutzgründen vermieden.

⁴¹ Bei der Zuordnung können geringfügige Fehler entstehen, da die Postleitzahlengebiete nicht bundesländerscharf zugeordnet sind, sondern in Abhängigkeit von Verteilregionen. Wenn auf Basis der drei PLZ-Ziffern mehrere Bundesländer in Frage gekommen sind, wurde der Befragte dem Bundesland zugeordnet, welches die meisten Postleitzahlen mit den jeweiligen drei Ziffern hat.

werden nur Parteien mit 15 und mehr Nennungen als einzelne Ausprägung berücksichtigt. In der Folge werden beispielsweise die *FDP* mit zehn oder die *Piratenpartei* mit elf Nennungen den *sonstigen Parteien* zugeordnet. Die *AfD* wird hingegen mit 20 Nennungen in der Auswertung als einzelne Partei erfasst. Die Einstellung zum Klimawandel wird in der zweiten Befragung mit folgendem Frageelement erhoben: „Unter Wissenschaftlern ist es umstritten, ob es einen dauerhaften Klimawandel gibt. Gibt es Ihrer Meinung nach einen dauerhaften Klimawandel oder gibt es diesen nicht?“ Die statistische Abhängigkeit der Nennungen zwischen diesen Elementen und den zuvor untersuchten demografischen Gruppen wird in diesem Abschnitt ebenfalls auf Basis des zuvor beschriebenen Chi-Quadrat-Tests untersucht.

Tabelle 7: Zuordnung Bundesländer nach Regionalgruppen

Regionalgruppe	Bundesländer	Fallzahl
Baden-Württemberg	Baden-Württemberg	125
Bayern	Bayern	207
Berlin/Brandenburg	Berlin, Brandenburg	43
Nordwest	Bremen, Niedersachsen	93
Nordost	Hamburg, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern	69
Hessen	Hessen	86
Nordrhein-Westfalen	Nordrhein-Westfalen	156
Südwest	Rheinland-Pfalz, Saarland	88
Mitteldeutschland	Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen	92

4.2.4.2 Ergebnisse hinsichtlich der qualitativen Bewertung ausgewählter Akzeptanzfaktoren

Die von der Bevölkerung gewünschten Ausprägungen hinsichtlich der untersuchten Elemente eines präferierten Transformationspfads sind in Abbildung 17 zusammengefasst. Der Großteil der Bevölkerung befürwortet eine deutliche Veränderung des Energiesystems, auch wenn damit höhere Kosten verbunden sind. Dies umfasst sowohl die starke Senkung des Ausstoßes von Treibhausgasen (*global wirkenden Emissionen*,

59%) und Schadstoffen wie Stickoxiden (*lokal wirkenden Emissionen*, 56%) als auch den starken Ausbau Erneuerbarer Energien (54%). Zugleich ist eine deutliche Mehrheit von 76% eher gegen die weitere Nutzung der Kernenergie. 82% der Befragten sprechen sich sogar eher gegen die weitere Nutzung der Braunkohle zur Stromerzeugung aus.

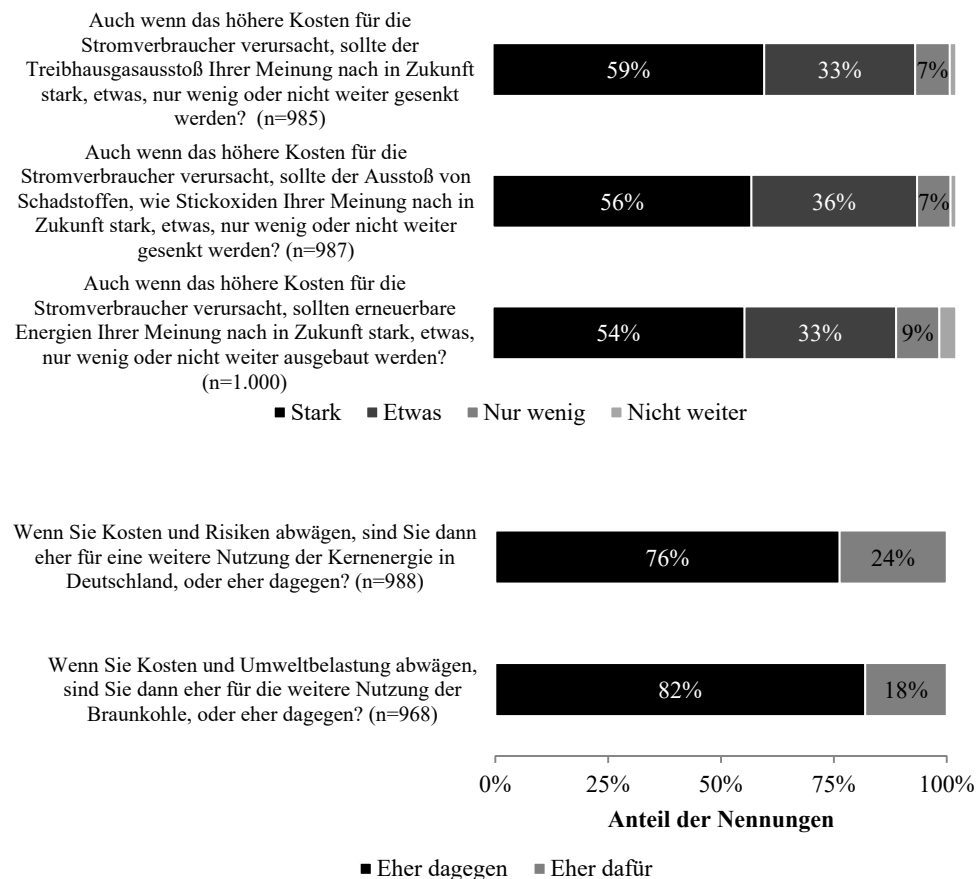
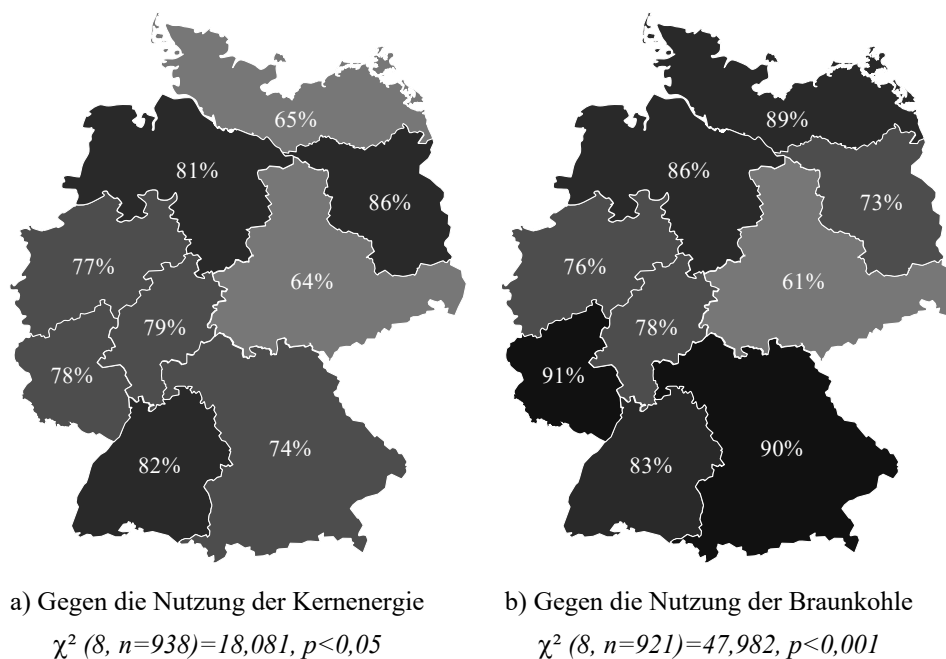


Abbildung 17: Qualitative Bewertung der Eigenschaften eines Transformationspfads

Als Vergleich wurde zusätzlich die Zustimmung zur weiteren Nutzung des Energieträgers Erdgas zur Stromproduktion erhoben. Dabei erzielte Erdgas mit rd. 56% der Nennungen eher für die weitere Nutzung mehr als doppelt bzw. dreifach so hohe Zustimmungswerte wie Kernenergie bzw. Braunkohle. Dies zeigt, dass keine generelle Ablehnung seitens der Bevölkerung gegen Nichterneuerbare-Energien-Technologien vorliegt, sondern diese sich speziell gegen einzelne Technologien richtet. Das bestätigen auch die Studien von Andor et al. (2014a), Engels et al. (2013) und Schumann et al. (2010), bei denen verschiedene Energietechnologien in Deutschland bewertet wurden.

Abweichend zu den Ergebnissen dieser Befragung wird in den genannten Studien eine höhere Zustimmung der Bevölkerung zu Kohle als zu Kernenergie festgestellt. Mögliche Ursachen für das abweichende Ergebnis können Unterschiede in der konkreten Fragestellung, eine Veränderung der Einstellung der Bevölkerung über die Zeit⁴² oder auch die aggregierte Betrachtung von Stein- und Braunkohle in den drei Studien sein.



Farbskala

<40%	40-49%	50-59%	60-69%	70-79%	80-89%	>90%
------	--------	--------	--------	--------	--------	------

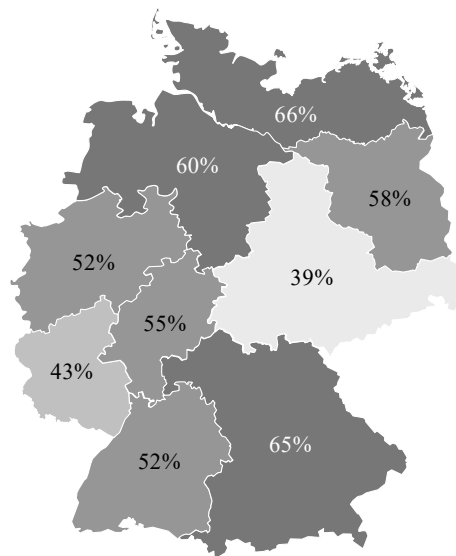
Abbildung 18: Anteil der Nennungen gegen die Nutzung von a) Kernenergie und b) Braunkohle nach Regionalgruppen

Ein konkreter zeitlicher Ausstiegswunsch aus der Kohleverstromung (zwischen sofort und 2050) ist in einer von Nippa et al. (2013) durchgeführten Studie im Oktober 2013 von insgesamt 73% der Befragten angegeben worden. Noch höhere Zustimmungswerte in Höhe von 87% für einen kurzfristigen (bis 2020) bzw. mittelfristigen Ausstieg (bis 2030) aus der Braunkohleverstromung ermittelte eine vom Zeitpunkt vergleichbare Studie im Mai 2014, welche von TNS Emnid (2014) durchgeführt wurde. Trotz der Unterschiede in der Höhe der Ablehnung gegenüber Kohle bzw. Braunkohle bestätigen beide Studien den in der Studie ermittelten mehrheitlichen Ausstiegswunsch der Bevölkerung aus der Verstromung von Braunkohle.

⁴² Diese könnte auch in Zusammenhang mit einer verstärkten, tendenziell negativen Medienberichterstattung zum Thema Kohle gesehen werden (Schubert et al. 2015a).

Hinsichtlich der Akzeptanz von Energietechnologien werden weiter mögliche regionale Einflüsse untersucht. Die Abbildung 18 zeigt oben links die anteilige Nennung von Befragten je Regionalgruppe, die eher gegen die weitere Nutzung der Kernenergie sind. Auffallend ist die im Vergleich mit anderen westdeutschen Regionalgruppen niedrige Ablehnung der Kernenergie in Bayern, obwohl die Kernenergie den größten Anteil an der Stromerzeugung in Bayern besitzt (Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung 2014). Dies könnte auf eine Gewöhnung an die Risikoquelle zurückgeführt werden (Renn 1989). Geringer ist die Ablehnung gegenüber Kernenergie lediglich in den Regionalgruppen Mitteldeutschland und Nordost. Hier liegt die Annahme nahe, dass die hohen Ablehnungswerte durch andere demografische Faktoren, wie das verfügbare Einkommen in den Regionen, hervorgerufen werden. So weisen die Regionalgruppe Mitteldeutschland und die Regionalgruppe Nordost den zweit- und drittniedrigsten Anteil an Personen mit einem Haushaltseinkommen von über 3.000 € auf. Gegen diese Annahme spricht allerdings, dass die Bevölkerung in Berlin/Brandenburg mit dem niedrigsten Anteil an Personen mit einem Haushaltseinkommen von über 3.000 € den höchsten Ablehnungswert gegen die zukünftige Nutzung der Kernenergie aufweist. Daher ist anzunehmen, dass noch weitere Aspekte eine Rolle spielen, die hier nicht im Detail berücksichtigt wurden, z. B. die Rolle der Medien oder spezifische Kommunikationsmaßnahmen in den Bundesländern. Rechts in Abbildung 18 sind die Ablehnungswerte gegen Braunkohle dargestellt. Hier fällt auf, dass die drei niedrigsten Ablehnungswerte in Mitteldeutschland, Brandenburg/Berlin und Nordrhein-Westfalen auf die drei Braunkohleabbaugebiete in Deutschland entfallen. Dies kann sowohl auf die Gewöhnung an die Technologie als auch auf die wirtschaftliche Bedeutung für die Regionen zurückgeführt werden (vgl. auch Abschnitt 11.2.3).

Aus Abbildung 19 gehen die Anteile der Nennungen je Regionalgruppe hervor, die einen starken Ausbau Erneuerbarer Energien wünschen. Hier zeigen sich zum einen hohe Zustimmungswerte zu Erneuerbaren Energien in den nördlichen Regionalgruppen Nordost, Nordwest sowie Brandenburg und zum anderen in Bayern. Bei den vier Regionalgruppen handelt es sich zugleich um die Regionalgruppen, die insbesondere aufgrund der klimatischen Lage (Windertrag im Norden bzw. Sonnenstunden im Süden) besonders durch die Förderung Erneuerbarer Energien profitieren, was sich in überdurchschnittlich hohen EEG-Einspeisemengen pro Kopf widerspiegelt (siehe Anhang A.3).



Für einen starken Ausbau Erneuerbarer Energien

$$\chi^2 (8, n=949)=26,489, p<0,001$$

Farbskala

<40%	40-49%	50-59%	60-69%	70-79%	80-89%	>90%
------	--------	--------	--------	--------	--------	------

Abbildung 19: Anteil der Nennungen für einen starken Ausbau Erneuerbarer Energien nach Regionalgruppen

Die Signifikanzwerte des Chi-Quadrat-Tests in Abbildung 18 und Abbildung 19 bestätigten den gewonnenen Eindruck, dass ein Zusammenhang zwischen der Region und der Akzeptanz einzelner Technologien besteht. Die Verteilung der Unterschiede deutet darauf hin, dass Technologien, die vor Ort genutzt werden und von denen die Region jeweils wirtschaftlich profitiert, höhere Zustimmungswerte erhalten als andere. Auf Basis der hier vorgestellten Betrachtung bleibt jedoch die Frage unbeantwortet, welche weiteren Faktoren ausschlaggebend für einzelne regionale Unterschiede sind, die z. B. die vergleichsweise hohe Zustimmung zur Kernenergie in Mitteldeutschland erklären.

Durch die Integration der *Sonntagsfrage* in die zweite Befragung ist auch eine Unterscheidung von parteipolitischen Präferenzen für bestimmte Eigenschaften eines Transformationspfads möglich. Die hierzu vorgenommene Auswertung nach Parteipräferenzen ist in Abbildung 20 dargestellt. Insbesondere die potenziellen Wähler von *Bündnis 90/Die Grünen* (nachfolgend: *Die Grünen/Grüne*) sowie *CDU/CSU* zeigen abweichende Präferenzen. So bevorzugen Personen, welche die Partei *Die Grünen* wählen würden, einen extrem ambitionierten Weg, was sich einerseits im höchsten Anteil der

Nennungen für einen starken Ausbau Erneuerbarer Energien sowie für eine starke Reduktion von Treibhausgasen niederschlägt. Auf der anderen Seite stehen die potentiellen Wähler der *CDU/CSU*, bei denen weniger als die Hälfte einen starken Ausbau von Erneuerbaren Energien bevorzugt.

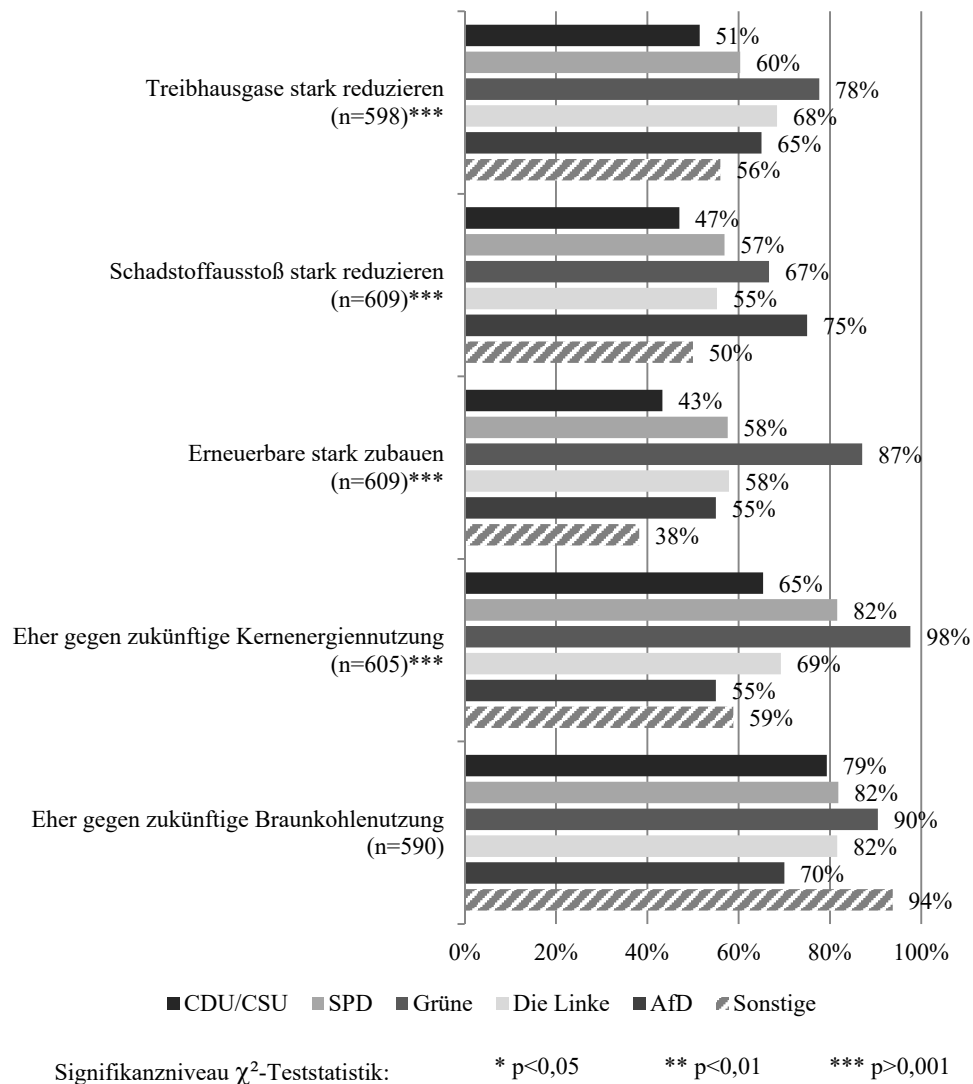


Abbildung 20: Die Ausprägung von Transformationspfaden in Abhängigkeit von parteipolitischen Präferenzen

Ähnlich verhält es sich mit den Präferenzen bei der zukünftigen Nutzung der Kernenergie. Annähernd 100% der *Grünen*-Wähler sind eher gegen die zukünftige Nutzung der Kernenergie, während es bei der *CDU/CSU*-Wählerschaft nur etwa zwei Drittel sind. Lediglich die Ablehnung der Braunkohleverstromung ist relativ

gleichmäßig über die Parteipräferenzen verteilt. Hier kann im Gegensatz zu den anderen Ausprägungen keine signifikante Abhängigkeit auf Basis der χ^2 -Teststatistik festgestellt werden.

Tabelle 8: Einfluss demografischer Faktoren und der Einstellung zum Klimawandel auf Transformationspfade

Merkmal	Bildungsniveau		Geschlecht		Haushalts-einkommen		Einstellung: Klimawandel	
	Mittlere Reife und niedriger	Abitur und höher	Weiblich	Männlich	Weniger als 3.000 €	3.000 € und mehr	Ja, gibt es	Nein, gibt es nicht
Treibhausgase stark reduzieren	57,1%	62,0%	59,0%	58,2%	58,9%	62,0%	64,3%	42,8%
Schadstoffausstoß stark reduzieren	53,8%	60,3%	59,1%	52,4%	54,4%	61,4%	60,1%	44,1%
Erneuerbare stark ausbauen	47,6%	69,4%	53,5%	55,3%	54,7%	59,6%	56,8%	47,7%
Eher gegen Kernenergienutzung	74,5%	80,2%	81,9%	70,5%	78,2%	72,0%	77,6%	73,1%
Eher gegen Braunkohlenutzung	81,7%	82,6%	84,8%	79,2%	84,9%	82,4%	84,4%	75,5%

Farbskala: Abweichungen zwischen Gruppen				
<5%	5-9%	10-14%	15-19%	>20%

Zuletzt wird der Einfluss zwischen Präferenzen für verschiedene Transformationspfade und den bereits bei der ersten Umfrage betrachteten demografischen Eigenschaften sowie der Einstellung zum Klimawandel untersucht. Dazu sind die jeweiligen Präferenzen in Tabelle 8 gegenübergestellt und Abweichungen durch eine Schattierung hervorgehoben. Unterschiede treten insbesondere hinsichtlich der Wahl eines Transformationspfades und der Einstellung zum Klimawandel auf. So sind 64,3% der Befragten, die an einen dauerhaften Klimawandel glauben, für eine starke Reduktion von Treibhausgasen. Dieser Wert reduziert sich in statistisch signifikanter Form auf 42,8% bei den Befragten, die nicht an einen dauerhaften Klimawandel glauben (χ^2 (1, $n=938$)=36,270, $p<0,001$). Die zum Vergleich herangezogenen demografischen Gruppen haben hingegen keinen signifikanten Einfluss auf die Präferenz zur Treibhausgasreduktion. Unterschiede existieren jedoch hinsichtlich der Präferenz für einen starken Ausbau Erneuerbarer Energien und des Bildungsniveaus: So ist bei Befragten mit hohem Bildungsniveau der Anteil derjenigen, die einen starken Ausbau von Erneuerbaren Energien bevorzugen, um rd. 22 Prozentpunkte höher als bei

Befragten mit niedrigem Bildungsniveau ($\chi^2 (1, n=999)=40,765, p<0,001$). Analog sind Unterschiede durch das Bildungsniveau bereits in der ersten Befragung bei der Bewertung des Akzeptanzfaktors *Kosten und Preise* sowie der Bedeutung der Elemente des energiepolitischen Zieldreiecks aufgefallen. Die unterschiedlichen Präferenzen in Zusammenhang mit dem Bildungsstand, lassen sich dabei offensichtlich nicht nur auf Unterschiede im Haushaltseinkommen zurückführen, da diese wesentlich geringer ausfallen.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse in diesem Abschnitt, dass der von der Bundesregierung eingeschlagene Weg der Energiewende von der Mehrheit der Bevölkerung unterstützt wird. Zusätzlich weisen sie darauf hin, dass sogar eine schnellere Umsetzung von Emissionszielen und ein noch stärkerer Ausbau von Erneuerbaren Energien von der Mehrheit der Bevölkerung auch unter Berücksichtigung von möglichen Mehrkosten befürwortet werden. Allerdings gibt es Unterschiede zwischen verschiedenen demografischen Gruppen bzw. auch unterschiedliche regionale Präferenzen, die bei einer möglichen Umsetzung beachtet werden sollten. Interessant ist zudem, dass auch die starke Reduktion von *lokal wirkenden Emissionen* (wie Stickoxiden) trotz möglicher Mehrkosten von einer Mehrheit der Bevölkerung getragen wird, obwohl dieses Ziel bisher nicht im Fokus der Energiewendepolitik der Bundesregierung steht. Divergenzen zwischen der geplanten Umsetzung der Energiewende und der Einstellung der Bevölkerung zeigen sich zudem hinsichtlich der weiteren Nutzung der Braunkohle zur Stromerzeugung. Hier liegt eine deutliche Präferenz gegen die weitere Nutzung vor, die auch unabhängig von parteipolitischen Präferenzen besteht. Lediglich in den typischen Braunkohlerevieren in Deutschland existiert noch eine vergleichsweise hohe Zustimmung zum Energieträger Braunkohle.

4.2.5 Zahlungsbereitschaften für einen Transformationspfad (Umfrage 2)

4.2.5.1 Frageelemente und statistische Auswertung

Die Wechselbeziehung zwischen Transformationspfad und Kosten ist bisher rein qualitativ durch die Nennung möglicher zusätzlicher Kosten abgebildet. Um eine quantitative Betrachtung zu ermöglichen, werden die Umfrageteilnehmer im nächsten Schritt nach ihrer monatlichen Zahlungsbereitschaft für Strom (WTP_i) bei der Umsetzung des jeweils präferierten Transformationspfads befragt (d. h. in Bezug zu den jeweiligen Präferenzen hinsichtlich der Senkung von lokal sowie global wirkenden Emissionen, dem Ausbau Erneuerbarer Energien sowie der Nutzung der Kernenergie und Braunkohle).

Das Vorgehen zur finanziellen Bewertung des gewünschten Energietransformationspfads ist an die Ermittlung von Zahlungsbereitschaften von öffentlichen Gütern angelehnt (Carson 2012). Im Unterschied zur *Kontingenten Bewertungsmethode* oder zur *Choice-Modellierung* wird jedoch keine bestimmte Ausgestaltung eines Energiesystems vorgegeben.⁴³ Die Ausgestaltung basiert stattdessen auf den vorab geäußerten individuellen Präferenzen bei der Bewertung der Akzeptanzfaktoren, wodurch eine Differenzierung von Zahlungsbereitschaften in Abhängigkeit der geäußerten Präferenzen ermöglicht wird. Abgefragt wird die Zahlungsbereitschaft in offener Form, d. h. die Teilnehmer können ihre Zahlungsbereitschaft frei wählen. Die offene Form wird gewählt, da dadurch exaktere Werte für die Zahlungsbereitschaft (Carlsson et al. 2011) und geringere hypothetische Verzerrungen erwartet werden als bei vorgegebenen Zahlungshöhen (Balistreri et al. 2001). Um den Befragten dennoch einen Anhaltspunkt zu geben, werden ihnen vorab die derzeitigen, eigenen monatlichen Stromkosten (*STROMKOSTEN_i*) in Erinnerung gerufen. Falls die Befragten in einem früheren Zeitpunkt der Umfrage ihre Stromkosten nicht benennen können, wird ihnen eine Schätzung der Stromkosten auf Basis ihrer Haushaltsgröße mitgeteilt.

Neben der deskriptiven Auswertung der Ergebnisse wird der Einfluss verschiedener demografischer Merkmale, der Ausprägung des präferierten Transformationspfads sowie ausgewählter Einstellungen mit Hilfe eines multivariaten Regressionsmodells untersucht. Die in die Analyse einbezogenen Variablen sind hierzu in Abbildung 21 dargestellt.

⁴³ Beide Methoden sind als zu komplex für reine Telefonbefragung einzustufen. Durch den Rückschluss auf die eigenen Präferenzen in den Fragen zuvor ist der gewählte Transformationspfad den Teilnehmern dagegen noch präsent.

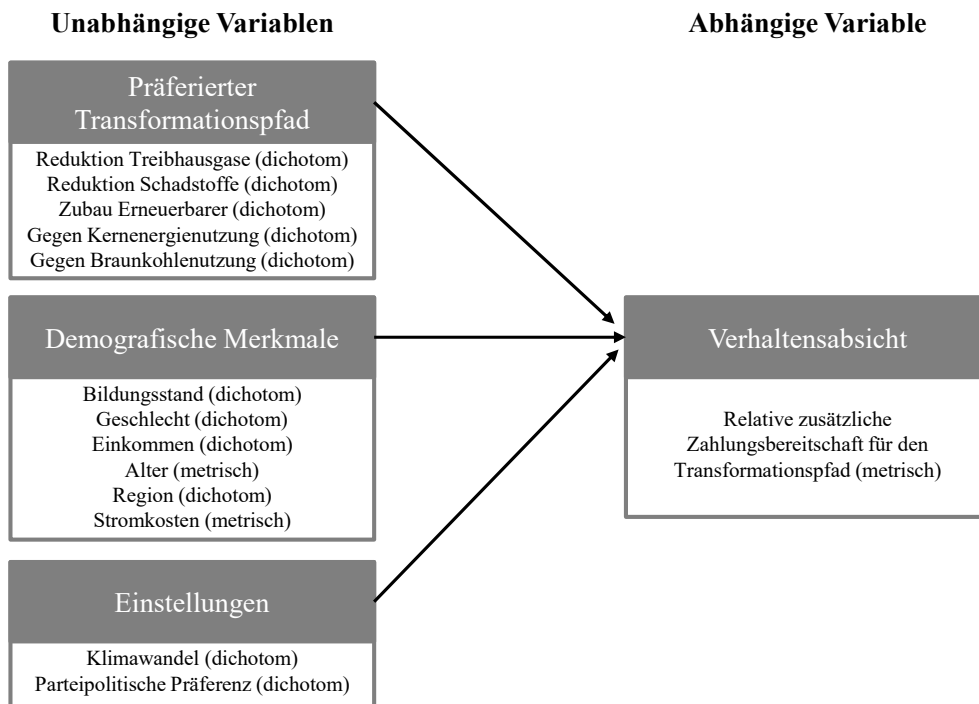


Abbildung 21: Überblick über das Variablenmodell

Zu beachten ist, dass durch die Verwendung der offenen Form bei der Erhebung der Zahlungsbereitschaft die Prämissen für ein lineares Regressionsmodell verletzt sein können, da regelmäßig eine Häufung von Befragten mit keiner Zahlungsbereitschaft vorliegt und die Form der Befragung eigentlich keine negativen Werte zulässt, welche jedoch bei einer Normalverteilungsannahme nicht ausgeschlossen werden können (Langford et al. 1998). Alternativ wird daher häufig ein logistisches Modell (Logit) oder ein Probit-Ansatz herangezogen (Praktiknjo 2014), welche auch bei den geschlossenen Formaten der *Kontingenten Bewertungsmethoden* zum Einsatz kommen (Cameron 1988). Die Ansätze beschränken sich allerdings darauf, den Einfluss von verschiedenen Merkmalen auf das Vorhandensein einer Zahlungsbereitschaft zu untersuchen und haben daher weniger Informationsgehalt als ein lineares Regressionsmodell.⁴⁴ Daher werden nachfolgend die quantitativen Zusammenhänge mit Hilfe einer multivariaten linearen Regressionsanalyse auf Basis des Kleinstquadrat-Schätzers untersucht. Als abhängige Variable wird die zusätzliche, relative Zahlungsbereitschaft WTP_REL_i verwendet (siehe Gleichung 4.2), die auch negative Werte annehmen kann, womit die genannte Proble-

⁴⁴ In Bezug zum Ausbau von Erneuerbaren Energien siehe z. B. Kostakis und Sardanou (2012).

matik des Nichtvorhandenseins von negativen Werten bei der ursprünglichen Zahlungsbereitschaft umgangen werden kann. Dennoch ist bei der Schätzung des linearen Regressionsmodells darauf zu achten, ob die Prämisse der Normalverteilung für die Störgrößen verworfen werden muss.⁴⁵

$$WTP_REL_i = \frac{WTP_i - STROMKOSTEN_i}{STROMKOSTEN_i} \quad 4.2$$

4.2.5.2 Ergebnisse hinsichtlich der Zahlungsbereitschaften für einen Transformationspfad

Ausgehend von den zuvor genannten bzw. geschätzten monatlichen Stromkosten der Befragten und der gesamten monatlichen Zahlungsbereitschaft für Strom wird die individuelle zusätzliche Zahlungsbereitschaft berechnet. Diese beträgt im Durchschnitt 17,7 € im Monat, um den jeweils präferierten Transformationspfad zu unterstützen. Bei einem angenommenen durchschnittlichen Haushaltsverbrauch von 3,1 MWh_{el} im Jahr (BDEW 2013b) ergibt sich so eine zusätzliche spezifische Zahlungsbereitschaft in Höhe von 68,5 €/MWh_{el}. Im Vergleich zu den bisherigen Stromkosten entspricht dies einer durchschnittlichen Zahlungsbereitschaft von rd. 23%.⁴⁶ Als zusätzlicher Vergleichspunkt kann die Umlage zur Förderung von Erneuerbaren Energien (EEG-Umlage) in 2015 herangezogen werden, welche in ähnlicher Größenordnung bei 61,2 €/MWh_{el} liegt. Die Verteilung der relativen Mehrausgaben ist in Abbildung 22 ohne Berücksichtigung von Gewichtungsfaktoren dargestellt. Hieraus wird ersichtlich, dass rund ein Viertel der Befragten nicht bereit ist etwas zusätzlich für die Umsetzung des selbst gewählten Transformationspfads zu zahlen. Auf der anderen Seite sind knapp 20% der Befragten bereit mehr als 50% zusätzlich für die Umsetzung zu bezahlen.

⁴⁵ Hinsichtlich der Prämissen der linearen multivariaten Regressionsanalyse siehe z. B. Backhaus et al. (2011) oder Urban und Mayerl (2011).

⁴⁶ Der Median der zusätzlichen Mehraufwendungen liegt bei 19%.

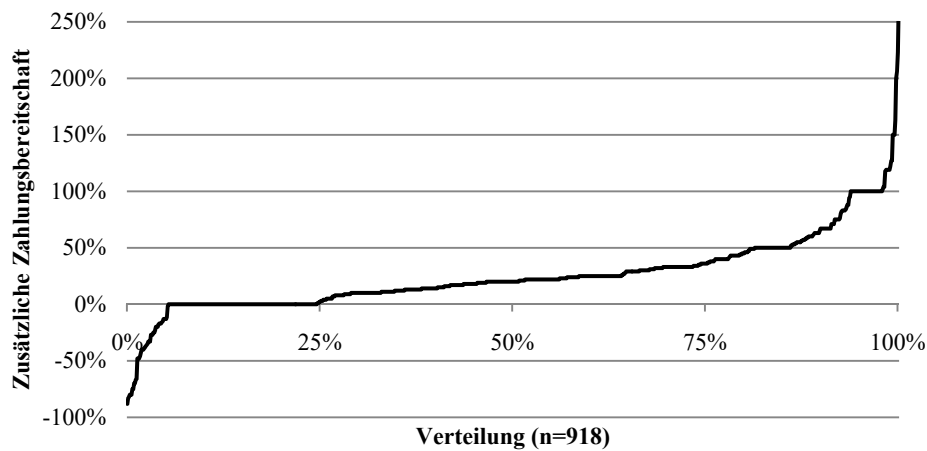


Abbildung 22: Relative zusätzliche Zahlungsbereitschaft bei Umsetzung des präferierten Transformationspfads⁴⁷

Da die Befragten jeweils eigene Präferenzen für den Transformationspfad angeben konnten, ist ein Einfluss auf die jeweilige Zahlungsbereitschaft zu erwarten. Dies wird durch die in Abbildung 23 dargestellten Ergebnisse bestätigt: Beispielsweise sind Personen, die einen *starken* Ausbau Erneuerbarer Energien befürworten, im Schnitt bereit 21 Prozentpunkte mehr zu bezahlen als Personen mit einer geringeren Präferenz für den weiteren Ausbau (*etwas, nur wenig* oder *nicht weiter* ausbauen). Insgesamt haben die Befragten jeweils analog zu einer mit höheren Kosten verbundenen Präferenz auch eine höhere Zahlungsbereitschaft für die damit verbundene Umsetzung. Das Ergebnis deutet somit darauf hin, dass der Bevölkerung Kostensteigerungen mit ambitionierten Transformationspfaden grundsätzlich bewusst sind und diese akzeptiert werden würden. Daneben wird in der Abbildung 23 der Einfluss von soziodemografischen Faktoren auf die Zahlungsbereitschaft deutlich. So haben Frauen, Personen mit hohem Bildungsniveau oder hohem Einkommen tendenziell eine höhere Zahlungsbereitschaft für die Umsetzung eines gewählten Pfads. Dies gilt auch für Personen, die der Meinung sind, dass es einen dauerhaften Klimawandel gibt. Diese sind im Schnitt bereit 6 Prozentpunkte mehr zu bezahlen als Personen, die nicht von einem dauerhaften Klimawandel überzeugt sind.

⁴⁷ Darstellung ohne Berücksichtigung von Gewichtungsfaktoren.

Variable	Ausprägung	Insgesamt	Bildungsniveau		Geschlecht		Haushaltseinkommen		Einstellung: Klimawandel	
			Mittlere Reife und niedriger	Abitur und höher	Weiblich	Männlich	Weniger als 3.000 €	Mehr als 3.000 €	Ja, gibt es	Nein, gibt es nicht
Global wirkende Emissionen	Stark reduzieren	29%	25%	37%	32%	26%	29%	31%	28%	31%
	Andere Nennungen	14%	10%	22%	17%	11%	15%	15%	17%	7%
Lokal wirkende Emissionen	Stark reduzieren	27%	23%	35%	28%	26%	29%	29%	27%	29%
	Andere Nennungen	17%	13%	24%	21%	13%	16%	19%	20%	9%
Erneuerbare Energien	Stark ausbauen	32%	28%	38%	35%	29%	32%	34%	32%	32%
	Andere Nennungen	11%	10%	15%	15%	8%	11%	12%	14%	6%
Weitere Nutzung Braunkohle	Eher dagegen	25%	21%	38%	27%	29%	26%	34%	26%	32%
	Eher dafür	12%	7%	15%	16%	8%	6%	12%	13%	6%
Weitere Nutzung Kernenergie	Eher dagegen	24%	21%	34%	27%	23%	26%	29%	26%	21%
	Eher dafür	16%	7%	19%	16%	12%	6%	14%	13%	10%
Insgesamt		23%	19%	31%	26%	20%	23%	25%	24%	18%

Farbskala						
<10%	10-14%	15-19%	20-24%	25-29%	30-34%	>35%

Abbildung 23: Durchschnittliche zusätzliche Zahlungsbereitschaft für Strom nach präferierten Transformationspfaden (Zeilen) und soziodemografischen Faktoren sowie der Einstellung zum Klimawandel (Spalten)

Diese Zusammenhänge werden abschließend im Rahmen eines multivariaten linearen Regressionsmodells untersucht. Für die Analyse werden die in Tabelle 9 aufgeführten Variablen berücksichtigt. Um den Umfang der unabhängigen Variablen in der Analyse zu begrenzen, werden lediglich zwei Regionen und zwei Parteien berücksichtigt. Es werden jeweils die Regionen (*Bayern* und *Mitteldeutschland*)⁴⁸ und die Parteien (*CDU/CSU* und *Grüne*) ausgewählt, die bei der qualitativen Bewertung im vorherigen Abschnitt den größten Einfluss auf die Ergebnisse hatten.

Tabelle 9: Variablen im Regressionsmodell

Variable	Ausprägungsart	Beschreibung
WTP_REL	Metrisch	Zusätzliche Zahlungsbereitschaft in Prozent
RED_CO2_STARK	Dichotom	1=Ausprägung „Stark“ bei der Reduktion der Treibhausgase
RED_NOX_STARK	Dichotom	1=Ausprägung „Stark“ bei der Reduktion der Schadstoffe
AUS_EE_STARK	Dichotom	1=Ausprägung „Stark“ beim Erneuerbaren-Ausbau
GEGEN_KERN	Dichotom	1=„Eher gegen“ die zukünftige Nutzung der Kernenergie
GEGEN_KOHLE	Dichotom	1=„Eher gegen“ die zukünftige Nutzung der Braunkohle
BILDUNG	Dichotom	1=Bildungsniveau Abitur oder höher
GESCHLECHT	Dichotom	1=Männlich
EINKOMMEN	Dichotom	1=Haushaltseinkommen 3.000 € und höher
ALTER	Metrisch	Alter in Jahren
BAYERN	Dichotom	1=Bundesland Bayern
NEUE_LAENDER	Dichotom	1=Bundesland: Neue Länder ohne Berlin
STROMKOSTEN	Metrisch	Stromkosten in €
UNION	Dichotom	1=Sonntagsfrage: CDU/CSU
GRUENE	Dichotom	1=Sonntagsfrage: Bündnis 90/Die Grünen
KLIMAWANDEL	Dichotom	1=Klimawandel existiert

Im Vorfeld der Analyse sind die beiden metrischen Variablen *STROMKOSTEN* sowie *ALTER* auf nicht lineare Zusammenhänge hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft *WTP_REL* untersucht worden. Da jedoch keine nicht linearen Zusammenhänge bestätigt werden konnten, werden beide Variablen ohne Transformation im linearen Modell berücksichtigt.

⁴⁸ An Stelle der Region *Mitteldeutschland* wird allerdings eine neue Region konfiguriert, die den Bundesländern auf dem Gebiet der ehemaligen Deutschen Demokratischen Republik ohne Berlin entspricht, da mit der neukonfigurierten Region im Rahmen der Regressionsanalyse ein stärkerer Einfluss auf die abhängige Variable als durch die Region *Mitteldeutschland* festzustellen ist.

Um die Robustheit der Ergebnisse zu erhöhen, werden im nächsten Schritt extrem abweichende Fälle ausgeschlossen.⁴⁹ Daraufhin werden die standardisierten Residuen im neukonfigurierten Modell geprüft, um eine mögliche Verletzung der Prämissen des linearen Regressionsmodells zu prüfen. Auf Basis einer visuellen Kontrolle kann zunächst trotz des sichtbaren Einflusses der Nennungen mit keiner zusätzlichen Zahlungsbereitschaft weder die Annahme der Normalverteilung noch der Homoskedastizität der Störgrößen verworfen werden (vgl. Rudolf und Müller 2011; Backhaus et al. 2011). Dieses Ergebnis wird auch durch eine Analyse nach dem Verfahren von *Glesjer* bestätigt, bei dem eine Regression der absoluten Residuen auf die Regressoren durchgeführt wird (Backhaus et al. 2011).

Bei der gewählten Modellspezifikation zeigen sich allerdings Anzeichen von Multikollinearität zwischen den unabhängigen Variablen, welche in niedrigen Toleranzwerten deutlich wird.⁵⁰ Die Ursache hierfür ist insbesondere das Auftreten der gleichen Ausprägungen bei den verschiedenen Elementen der Transformationspfade, d. h. es wird z. B. häufig sowohl eine starke Senkung von Treibhausgasen als auch eine starke Senkung von Stickoxiden durch die Befragten präferiert. Zudem ist die Wahl der Transformationspfade nicht unabhängig von den soziodemografischen Eigenschaften der Befragten, wie die Analyse in Abschnitt 4.2.4 gezeigt hat. Das Vorhandensein von Multikollinearität führt zu einer verminderten Präzision der geschätzten Modellparameter, d. h. der Informationsgehalt einzelner Parameter kann verzerrt sein, da ein Teil der Informationen bereits in anderen Parametern enthalten ist. Um das Problem zu vermindern, sollten daher korrelierte Variablen aus dem Modell entfernt bzw. transformiert werden. Da dies im Rahmen der Fragestellung nicht zielführend ist, wird von einer vollständigen Eliminierung von miteinander korrelierten Variablen abgesehen. Stattdessen wird der Einfluss der Multikollinearität durch verschiedene Modellkonfigurationen berücksichtigt und somit kontrolliert.

In Tabelle 10 sind die Ergebnisse der Parameterschätzung auf Basis der Methode der kleinsten Quadrate für insgesamt drei Modellspezifikationen dargestellt. Die globale Modellgüte wird in Form des korrigierten Bestimmtheitsmaßes R^2 bestimmt. Das korrigierte Bestimmtheitsmaß besagt, wie viel Prozent der Streuung der abhängigen Variablen *WTP_REL* durch die aufgenommenen unabhängigen Variablen erklärt werden kann. In den verschiedenen Modellspezifikationen wird das maximale R^2 in Höhe von 0,322 in der ersten Spezifikation erreicht, was für eine Regressionsanalyse auf Basis von

⁴⁹ Es wurden insgesamt 21 Fälle ausgeschlossen, deren Residuen in einer ersten Modellkonfiguration größer bzw. kleiner als 2,5 Standardabweichungen sind.

⁵⁰ Der Toleranzwert zeigt, wie gut sich eine erklärende Variable durch die anderen Variablen abbilden lässt.

Umfrageergebnissen als vergleichsweise hoch angesehen werden kann.⁵¹ Für alle Modellkonfigurationen kann zudem ein signifikanter Erklärungsgehalt angenommen werden, welcher sich jeweils in einem hochsignifikanten *F-Test* ausdrückt.⁵²

Die geschätzten Parameter der Modelle in Tabelle 10 sind so zu interpretieren, dass die Erhöhung um eine Einheit oder das Vorhandensein einer Eigenschaft bzw. einer Einstellung die relative Zahlungsbereitschaft um den geschätzten Parameter erhöht. In der ersten Modellspezifikation, die alle Variablen umfasst, besagt z. B. der geschätzte Parameter der Variable *AUS_EE_STARK*, dass Personen mit einer Präferenz für einen starken Ausbau Erneuerbarer Energien eine um 11,6 Prozentpunkte höhere Zahlungsbereitschaft haben (im Vergleich zu Personen mit einer anderen Präferenz hinsichtlich des Ausbaus Erneuerbarer Energien). Der hier ermittelte Einfluss der Einstellung hinsichtlich des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf die Zahlungsbereitschaft ist auf Basis eines t-Tests statistisch hochsignifikant. Positiv und statistisch signifikant sind daneben die Parameter hinsichtlich einer starken Reduktion von Kohlendioxid und Stickoxiden, des Bildungsniveaus sowie beider parteipolitischen Präferenzen. Hingegen wirken sich das Alter, die Höhe der Stromkosten, das männliche Geschlecht sowie die Herkunft der Befragten aus den neuen Ländern signifikant negativ auf die Zahlungsbereitschaft im ersten Modell aus. Beim Alter und den Stromkosten ist zu beachten, dass der geschätzte Parameter zwar relativ niedrig ist, die Auswirkungen jedoch vergleichsweise hoch sind. So sagt beispielsweise der geschätzte Parameter für das Alter aus, dass sich die Zahlungsbereitschaft bei einer 60-jährigen Person um 12,3 Prozentpunkte im Vergleich zu einer 30-jährigen Person verringert. Ein nicht signifikanter Zusammenhang wird im Rahmen der Modellkonfiguration hinsichtlich der Einstellung zum Klimawandel festgestellt, obwohl der Einfluss in der univariaten Betrachtung mit rd. 8 Prozentpunkten als relativ stark angenommen wurde. Kein signifikanter Einfluss kann zudem durch das Einkommen, der Herkunft aus Bayern und der Ablehnung der Kernenergie nachgewiesen werden. Werden hingegen parteipolitische Präferenzen sowie die Einstellung zum Klimawandel aus dem Modell entfernt, wird die

⁵¹ O'Garra und Mourato (2007), Cicchetti und Smith (1976) und Meyerhoff (2005) kommen bspw. bei ihren empirischen Analysen hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft von Haushalten auf einen angepassten Regressionskoeffizient von unter 0,1. Bei Awad und Holländer (2010) und Imandoust und Gadam (2007) liegt dieser bei unter 0,20. Schmidthaler et al. (2012) ermittelte einen angepassten Regressionskoeffizienten in Höhe von 0,26 für die Zahlungsbereitschaft von Unternehmensvertretern zur Vermeidung von Stromausfällen in Österreich. Bei Bärnighausen et al. (2007) liegt er bei maximal 0,29.

⁵² Die Nullhypothese des *F-Tests* besagt, dass zwischen der abhängigen variablen *WTP_REL* und den aufgenommenen unabhängigen Variablen in der jeweiligen Modellkonfiguration kein Zusammenhang besteht. Wird die Nullhypothese abgelehnt, kann unter den statistischen Fehlerspannen ein entsprechender linearer Erklärungsgehalt angenommen werden (vgl. Bleymüller 2012).

Herkunftsvariable für Bayern signifikant, während die Herkunftsvariable für die neuen Länder kein signifikantes Niveau erreicht. Verantwortlich hierfür ist die bereits thematisierte Multikollinearität zwischen den abhängigen Parametern. Aufgrund der Korrelation zwischen der Regionalvariable *BAYERN* und der parteipolitischen Präferenz *UNION* wird durch das Entfernen der parteipolitischen Präferenz ein Teil der Informationen in die Regionalvariable aufgenommen.

Tabelle 10: Koeffizienten der multiplen linearen Regression auf zusätzliche relative Zahlungsbereitschaft WTP_REL

Parameter	Modell 1	Modell 2	Modell 3
(Konstante)	0,309***	0,301***	-0,012
RED_CO2_STARK	0,079**	0,072**	0,089***
RED_NOX_STARK	0,050*	0,039	0,023
AUS_EE_STARK	0,116***	0,116***	0,156***
GEGEN_KERN	0,017	0,012	0,017
GEGEN_KOEHLE	0,054	0,093***	0,077**
BILDUNG	0,046*	0,063**	
GESCHLECHT	-0,058**	-0,070***	
EINKOMMEN	0,013	0,024	
ALTER	-0,004***	-0,004***	
BAYERN	0,043	0,067**	
NEUE_LAENDER	-0,061*	-0,044	
STROMKOSTEN	-0,001***	-0,001***	
UNION	0,094***		
GRUENE	0,088**		
KLIMAWANDEL	-0,009		
Gütemaße			
R ² (korrigiert)	0,322	0,241	0,168
F	19,841***	27,525***	34,663***
Min Toleranz	0,677	0,690	0,753
Signifikanzniveau	* p<0,05	** p<0,01	*** p>0,001

Die dritte Modellkonfiguration beschränkt sich auf die Variablen bezüglich des präferierten Energietransformationspfads. Signifikante Parameter ergeben sich dort jeweils nur für die *starke* Reduktion der Treibhausgase, den *starken* Ausbau Erneuerbarer Energien sowie für den Verzicht auf die zukünftige Nutzung der Braunkohle zur Stromerzeugung. Interessant ist in dieser Modellkonfiguration, dass die Konstante einen

Wert nahe 0 annimmt, welche auf Basis des Konfidenzintervalls nicht von 0 unterschieden werden kann. Dies zeigt konsequenterweise, dass erst die Präferenz für ein von heute abweichendes Energiesystem zu einer zusätzlichen Zahlungsbereitschaft führt.

Die Messung der Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung zeigte insgesamt, dass bei 75% der Befragten die Bereitschaft zur Unterstützung von ambitionierten Transformationspfaden in Deutschland in Form von höheren Zahlungsbereitschaften vorhanden ist und diese im Durchschnitt 23% über den aktuellen Stromkosten liegt. Die Größenordnung dieser Messwerte wird grundsätzlich auch durch andere Studien bestätigt. So zeigen die Ergebnisse von zwei deutschlandweiten Umfragen aus dem Jahr 2013, dass bei 73% bzw. 93% der Befragten zusätzliche monatliche Zahlungsbereitschaften für den Ausbau Erneuerbarer Energien bzw. für die Energiewende vorliegen (Agentur für Erneuerbare Energien 2013). In detaillierteren Untersuchungen hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft für verschiedene Strommixe⁵³ von Andor et al. (2014a) sowie von Grösche und Schröder (2011) wurde in Umfragen aus dem Jahr 2013 bzw. 2009 ebenfalls eine um rd. 23% höhere Zahlungsbereitschaft für einen vollständig auf Erneuerbaren Energien basierenden Strommix als für einen mit heute vergleichbaren Strommix ermittelt.⁵⁴ Daneben hat Kaenzig et al. (2013) im Rahmen einer im Jahr 2009 durchgeführten Studie hinsichtlich bevorzugter Stromtarife im Durchschnitt eine zusätzliche monatliche Zahlungsbereitschaft von 12 Euro (bzw. 16%) für einen zu 100% auf Erneuerbaren Energien basierenden Strommix gegenüber dem damaligen Strommix (15% Erneuerbare Energien) gefunden.

Obwohl die erhobenen Zahlungsbereitschaften trotz methodischer Unterschiede sehr nahe an den genannten Vorgängerstudien liegen, sollte die Höhe der gemessenen zusätzlichen Zahlungsbereitschaften kritisch begutachtet werden. So liegt die durchschnittliche zusätzliche Zahlungsbereitschaft in ähnlicher Höhe wie die aktuelle EEG-Umlage, eine Verdopplung dieser scheint jedoch weder aus Akzeptanzperspektive noch aus politischer Perspektive im Hinblick auf die Kostendiskussionen des EEGs durchsetzbar zu sein (siehe auch Abschnitt 4.2.6).

Widersprüchlich erscheinen die zusätzlichen Zahlungsbereitschaften für einen ambitionierteren Energietransformationspfad auch vor der tatsächlichen Marktdurchdringung von Ökostromtarifen in Deutschland. So lag der Anteil der Haushaltskunden mit einem Ökostromtarif bei lediglich 17,0%, obwohl sich durch den Ökostrombezug häufig nur geringfügige Mehrkosten für den Verbraucher ergeben (Bundesnetzagentur und

⁵³ Der Begriff Strommix bezeichnet hier die Zusammensetzung aus verschiedenen Erzeugungstechnologien, die zur Deckung des Stromverbrauchs eingesetzt werden.

⁵⁴ Als vergleichbarer Strommix wurde die Konfiguration aus 25% nuklearer, 50% fossiler sowie 25% Erneuerbarer Stromerzeugung gewählt.

Bundeskartellamt 2014). Ursachen für die geringe Marktdurchdringung von Ökostromtarifen können jedoch in der mangelnden Bekanntheit von Ökostromzertifikaten (Mattes 2012) sowie im angezweifelte Nutzen für eine Energietransformation in Deutschland gesehen werden.⁵⁵ Daneben ist zu beachten, dass die aktive, individuelle Unterstützung von Transformationspfaden aufgrund einer Trittbrettfahrerproblematik wesentlich geringer ausfallen kann als die Unterstützung von kollektiven Zahlungsverpflichtungen, z. B. in Form von Umlagen (Menges und Traub 2008).

Grundsätzlich sollten bei der Interpretation der Zahlungsbereitschaften jedoch potenzielle Verzerrungen berücksichtigt werden, die durch den hypothetischen Charakter der Erhebungen entstehen können. Diese werden im Rahmen der Methodenkritik in Abschnitt 4.6 ausführlicher dargestellt. Da diese Verzerrungen in der Regel zu einer Übertreibung der tatsächlich beobachteten Zahlungsbereitschaft führen, können die hier ermittelten Werte lediglich als maximale Obergrenze verstanden werden, die ggf. um typische Überschätzungen korrigiert werden sollten.

4.2.6 Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks (Umfrage 1 & 2)

4.2.6.1 Frageelemente

Das Frageelement hinsichtlich des energiepolitischen Zieldreiecks ist bereits in Abschnitt 4.2.3 vorgestellt worden. Im Rahmen dieses Abschnitts werden gezielt Unterschiede zwischen der ersten und der zweiten Befragung bei der Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks untersucht. Hierzu wird ein Homogenitätstest mit Hilfe des Chi-Quadrat-Tests für die einzelnen Elemente des energiepolitischen Zieldreiecks durchgeführt (Backhaus et al. 2011).

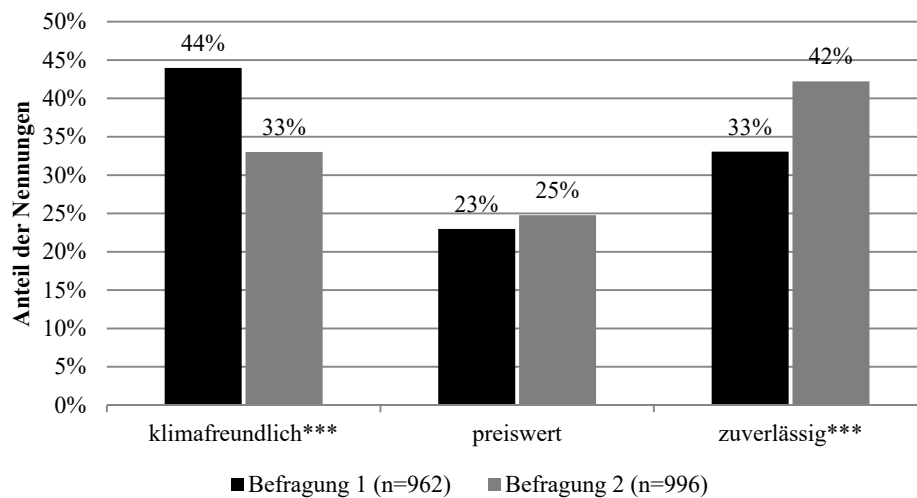
4.2.6.2 Vergleich der Ergebnisse der Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks

In der zweiten Befragung zeigen sich deutliche Verschiebungen bei der Bewertung der energiepolitischen Ziele: *Klimafreundlichkeit* wird nur noch von rund einem Drittel als die wichtigste Eigenschaft gesehen (11 Prozentpunkte weniger), während nun 42% der Befragten *Zuverlässigkeit* als wichtigste Eigenschaft einstufen (siehe Abbildung 24). Zwischen beiden Gruppen sind die Unterschiede statistisch signifikant auf Basis der χ^2 -Teststatistik.

Nahezu unverändert bleibt lediglich der Anteil der Befragten, die eine *preiswerte* Energieversorgung als wichtigste Eigenschaft einstufen. Eine Erklärung für die deutliche

⁵⁵ Zum Nutzen von Ökostromtarifen für die deutsche Energiewende siehe Reichmuth et al. (2014).

Verschiebung kann die Diskussion hinsichtlich der Förderung von Erneuerbaren Energien sowie der Einführung von Kapazitätsmärkten sein, die zwischen beiden Befragungen in Folge der Koalitionsverhandlungen zur Bildung einer neuen Bundesregierung und der geplanten Novellierung des EEGs stattfand. Die Verschiebung der Wertigkeit lässt sich auch aus dem Koalitionsvertrag entnehmen, indem es heißt: „Beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist der Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems einschließlich des Netzausbaus und der notwendigen Reservekapazitäten eine höhere Bedeutung zuzumessen“ (CDU et al. 2013).



Signifikanzniveau χ^2 -Teststatistik:

* $p < 0,05$

** $p < 0,01$

*** $p > 0,001$

Abbildung 24: Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks in der ersten und zweiten Befragung

Die deutlichen Verschiebungen innerhalb des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks und die mögliche Beeinflussung durch die Diskussionen im energiepolitischen Umfeld stellt die zu Beginn der Arbeit getroffene Annahme in Frage, dass stabile Einstellungen der Bevölkerung hinsichtlich der Bewertung des Stromsystems vorliegen. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass Einstellungen, welche die Transformation eines Energiesystems betreffen, relativ volatil bzw. beeinflussbar sind. Somit wären erhobene Einstellungen kein guter Schätzer für die zukünftige Entwicklung von Einstellungen, falls diese durch unerwartete Ereignisse, wie Stromausfälle, beeinflusst werden.

4.3 Methodische Einschränkungen

Umfragen sind ein wertvolles Instrument für Politik und Forschung, um Einstellungen, Trends und Wertvorstellungen innerhalb der Bevölkerung zu erfassen. Bei der Nutzung und Interpretation von Umfrageergebnissen ist allerdings aus verschiedenen Gründen

Vorsicht geboten. Allgemein sollte beachtet werden, dass Änderungen z. B. bei der Fragestellung, bei der Reihenfolge oder der Einbettung der Fragen zu deutlich unterschiedlichen Ergebnissen führen können (Andor et al. 2014b). Die Transparenz der vollständigen Fragetexte sowie der Methodik ist daher notwendig, um den Kontext der Ergebnisse interpretieren zu können. Als besondere Herausforderungen ist die Ermittlung von validen Zahlungsbereitschaften im Rahmen von Umfragesituationen anzusehen. Die Teilnehmer von Befragungen müssen im Unterschied zur realen Situation keine direkte Zahlung leisten, weshalb vermutet werden kann, dass tendenziell die genannte Zahlungsbereitschaft zu hoch ausfällt, was zu einer hypothetischen Verzerrung führt (Goett et al. 2000).⁵⁶ Mit Hilfe von weiterentwickelten Umfrage-techniken, z. B. durch ergänzende Fragen hinsichtlich der eigenen Einschätzung zur Urteilsfähigkeit bezüglich der Zahlungsbereitschaft, wird versucht, diesem Umstand Rechnung zu tragen (Murphy et al. 2005). Dennoch zeigen Metastudien, dass im Durchschnitt Unterschiede um den Faktor zwei bis drei zwischen tatsächlichen und im Rahmen von Umfragen ermittelten Zahlungsbereitschaften vorhanden sein können (Loomis 2011).

Zusätzlich stellen Umfragen Momentaufnahmen dar. So kann nur bei stabilen bzw. starken Einstellungen davon ausgegangen werden, dass diese über die Zeit nicht von deutlichen Veränderungen betroffen sind und sie somit geeignet sind auch die zukünftigen Einstellungen vorherzusagen. Die Stabilität von Einstellungen kann beispielsweise auf Basis der Persistenz-Hypothese für grundsätzliche politische Einstellungen angenommen werden (Sears und Funk 1999). Die Ergebnisse aus dem vorherigen Abschnitt hinsichtlich der Trendfrage führen allerdings zu Zweifeln an der Gültigkeit der Persistenz-Annahme für Einstellungen zum Energiesystem bzw. hier zum Elektrizitätssystem.⁵⁷

Grundsätzlich sollten daher Ergebnisse aus Bevölkerungsbefragungen und daraus abgeleitete Schlussfolgerungen nicht ohne kritische Würdigung in die Entscheidungsfindung eingehen, da Verzerrungen durch das Wesen einer hypothetischen Frage-situation und durch das konkrete Umfragedesign auftauchen können. Zu beachten ist auch, dass nur starke Einstellungen weitestgehend resistent gegen externe Einflüsse und Ereignisse sind und somit über längere Zeiträume als gültig angenommen werden können.

⁵⁶ Als mögliches Indiz für eine hypothetische Verzerrung kann auch die mangelnde Marktdurchdringung von Ökostromtarifen gesehen werden, was im vorherigen Abschnitt diskutiert wurde.

⁵⁷ Ebenso ist die Zeitkonsistenz von Zahlungsbereitschaften zu hinterfragen. Schaafsma et al. (2014) zeigten dazu in einem wiederholten Choice Experiment, dass weniger als 60% der Entscheidungen über ein Jahr stabil waren.

4.4 Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen

Die Ergebnisse der ersten Befragung dienen in erster Linie dazu, aus Bevölkerungsperspektive besonders relevante Eigenschaften von Energietransformationspfaden zu ermitteln. Hieraus wird zum einen der Fokus der Betrachtung in der zweiten Befragung abgeleitet, zum anderen werden die Erkenntnisse dazu genutzt, zusätzliche Eigenschaften (Akzeptanzfaktoren) von Energietransformationspfaden für die Szenario-rechnungen im nächsten Kapitel auszuwählen.

Die in der zweiten Befragung gewonnenen Ergebnisse zeigen eine breite Unterstützung für ambitionierte Energietransformationspfade, die weitgehend mit den Zielen der Energiewende übereinstimmen. Darüber hinaus besteht der Wunsch nach einer Senkung von lokal wirkenden Emissionen und nach einem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung. Die Präferenzen werden in der Konsequenz zur Konfiguration von alternativen Szenariowelten genutzt, die im weiteren Verlauf der Arbeit untersucht werden (siehe Abschnitt 10.1). Die Unterstützung von ambitionierten Energietransformationspfaden durch die Bevölkerung wird auch in signifikanten Zahlungsbereitschaften ersichtlich. Diese werden daher als Vergleichsmaßstab zur Bewertung der Szenario-rechnungen genutzt (siehe Abschnitt 11.1.2).

Die auf Basis der Umfragen gewonnenen Erkenntnisse sind grundsätzlich vor den diskutierten methodischen Einschränkungen zu betrachten, die z. B. zu Übertreibungen bei den Zahlungsbereitschaften führen. Die deutlichen Veränderungen bei der Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks innerhalb eines Zeitfensters von wenigen Monaten weisen zusätzlich darauf hin, dass es sich hier um schwach ausgeprägte Einstellungen handelt, die in der Folge noch beeinflussbar sind (Ajzen 2001), durch unvorhergesehene Ereignisse, aber auch durch die gezielte Steuerung von Kommunikationsmaßnahmen. Die Persistenz der Einstellungen soll daher im folgenden Kapitel näher betrachtet werden.

5 PERSISTENZ DER BEVÖLKERUNGSEINSTELLUNGEN

Insbesondere die in den Bevölkerungsbefragungen integrierte Trendfrage in Abschnitt 4.2.6 zeigte, dass sich Prioritäten hinsichtlich der Ausgestaltung eines Energietransformationspfads durch externe Einflüsse verändern können, also dass diese Einstellungen nicht persistent sind. Daher besteht für politische Akteure die Gefahr, dass sie Entscheidungen aufgrund von nicht persistenten Einstellungen treffen, die aufgrund der Langlebigkeit der Energieinfrastruktur den Handlungsspielraum der Energiepolitik dauerhaft einschränken (Unruh 2000; Kramer und Haigh 2009). Im Rahmen dieses Kapitels soll daher die Persistenz der erhobenen Einstellungen näher betrachtet werden. Insbesondere soll der Frage nachgegangen werden, ob aus der Perspektive politischer Akteure weitere Akzeptanzfaktoren berücksichtigt werden sollten, die aktuell nicht im Fokus der Bevölkerungswahrnehmung stehen (vgl. Abschnitt 4.2.3).

Bei diesen Überlegungen wird davon ausgegangen, dass seitens der Bevölkerung mögliche Ereignisse bzw. Einflüsse, welche die Bewertung von Transformationspfaden verändern, nicht vollständig antizipiert werden bzw. aufgrund mangelnder Informationen antizipiert werden können. Eher werden Entscheidungen für die Ausgestaltung eines Transformationspfads auf Basis von zeitpunktbezogenen Präferenzen getroffen. Da politische Akteure ein langfristiges Interesse zur Sicherung der eigenen Machtposition haben, kann diesen jedoch ein Interesse an der Berücksichtigung von Veränderungen der Bevölkerungspräferenzen unterstellt werden. Diese Form einer *Antizipationsschleife*⁵⁸ kann im Ergebnis dazu führen, dass politische Akteure darauf achten, nicht nur kurzlebige Bevölkerungspräferenzen in der Entscheidungsfindung zu berücksichtigen, sondern versuchen wahrscheinliche Veränderungen der Bevölkerungspräferenzen zu antizipieren.

5.1 Untersuchungsvorgehen

Zur Untersuchung der Persistenz von Einstellungen gegenüber Akzeptanzfaktoren werden zunächst exogene Einflüsse identifiziert werden, die potenziell zu einer veränderten Bewertung führen.⁵⁹ Daraufhin wird auf Basis historischer Ereignisse auf

⁵⁸ Zu Antizipationsschleifen als Instrument der Kontrolle politischer Macht siehe im europäischen Kontext: Dreischer (2015) oder allgemein: Patzelt (2003).

⁵⁹ Nicht betrachtet werden hingegen das Potenzial und die Wahrscheinlichkeit zur Beeinflussung durch Kommunikationsmaßnahmen. So ist es grundsätzlich denkbar, dass jeder Akzeptanzfaktor durch gezielte Kommunikationsstrategien ab- bzw. aufgewertet wird.

die Möglichkeit des Auftretens des exogenen Einflusses geschlossen.⁶⁰ Dies wird als Grundlage verwendet, um abzuleiten, ob eine Neubewertung des Akzeptanzfaktors in Zukunft als so wahrscheinlich eingeschätzt wird, dass ein langfristig ausgerichteter Akteur die mögliche Veränderung bei seinen Entscheidungen berücksichtigen sollte (siehe Abbildung 25).

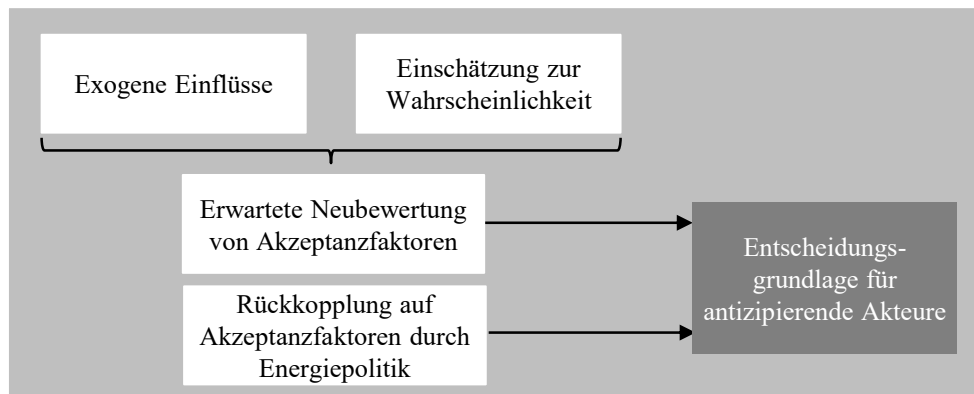


Abbildung 25: Betrachtung der Akzeptanzfaktoren durch antizipierende Akteure

Eine veränderte Bewertung der Akzeptanzfaktoren kann jedoch nicht nur durch exogene Ereignisse, sondern auch durch Maßnahmen der Energiepolitik selbst beeinflusst werden. Dies ist der Fall, wenn Auswirkungen der Bevölkerung erst durch die konkrete Umsetzung bewusst werden.⁶¹ Daher werden in einem zweiten Schritt auch mögliche Rückkopplungseffekte durch energiepolitische Entscheidungen diskutiert, die zu Veränderungen der Bevölkerungseinstellungen führen können und daher ebenfalls durch langfristig agierende politische Akteure beachtet werden sollten.

5.2 Betrachtung der Persistenz von Akzeptanzfaktoren

Die weitere Betrachtung der einzelnen Akzeptanzfaktoren ist im Folgenden in zwei Abschnitte gegliedert: Im ersten Abschnitt werden die durch die Bevölkerung als wichtig erachteten Faktoren untersucht, welche aufgrund ihrer hohen Gewichtung auch in die detailliertere, zweite Umfrage eingegangen sind (Mittelwert der Bewertungen 5 oder höher). Eine mögliche Veränderung der Bedeutungszumessung wird für diese Akzeptanzfaktoren in beide Richtungen untersucht. Im zweiten Abschnitt werden die in der ersten Umfrage niedrig bewerteten Faktoren betrachtet (Mittelwert der Bewertungen

⁶⁰ Das häufige Auftreten von Ereignissen in der Vergangenheit, bspw. von Wirtschaftsrezessionen, wird als Indiz für ein mögliches Auftreten in der Zukunft herangezogen. Dies folgt der Logik, dass die Antizipationsmöglichkeit politischer Akteure ebenfalls auf historische Ereignisse begrenzt ist.

⁶¹ Ein Beispiel dafür ist die Diskussion um den Anbau von Kraftmais zur Energiegewinnung, welche erst in Folge einer Zunahme des Maisanteils an der landwirtschaftlichen Nutzfläche zum öffentlichen Diskussionspunkt wurde (Linhart und Dhungel 2013).

kleiner als 5). Diese werden insbesondere im Hinblick auf eine mögliche Bedeutungssteigerung untersucht. Im anschließenden Abschnitt werden die Erkenntnisse hinsichtlich der Persistenz der Bevölkerungseinstellungen aggregiert und Konsequenzen für die nachfolgenden Schritte abgeleitet.

5.2.1 Akzeptanzfaktoren mit hoher Gewichtung durch die Bevölkerung

5.2.1.1 Lokal wirkende Emissionen

Lokal wirkende Emissionen sind weitestgehend unabhängig vom soziodemografischen Hintergrund der Befragten als der bedeutendste Faktor aus der ersten Umfrage hervorgegangen. Potenzial zur Veränderungen der Einstellung der Bevölkerung hat eine Neubewertung der Gesundheitsrisiken von Emissionen. Dabei kann eine Reduzierung der Einschätzung des Gefährdungspotenzials von *Lokal wirkenden Emissionen* basierend auf historischen Ereignissen als weniger wahrscheinlich angenommen werden als eine Erhöhung. So hat beispielsweise eine Studie der Europäischen Energieagentur in 2015 für ein breites Medienecho gesorgt, welche in einem Jahr 430.000 frühzeitige Todesfälle in der EU auf lokal wirkende Feinstaubemissionen zurückführte (Europäische Umweltagentur 2015). Untersuchungen mit einem gegenteiligen Ergebnis, also dass sich *Lokal wirkende Emissionen* als harmlos erwiesen haben, konnten hingegen nicht identifiziert werden. In der Folge wird eine Verringerung der Einschätzung hinsichtlich *Lokal wirkender Emissionen* als eher unwahrscheinlich eingeschätzt, d. h. es kann hier von einer persistent hohen Bewertung ausgegangen werden.

Gleichzeitig haben politische Entscheidungen hinsichtlich des Akzeptanzfaktors *Lokal wirkende Emissionen* ein hohes Rückkopplungspotenzial: Falls beispielsweise Grenzwerte gelockert werden und es dadurch zu einer Emissionszunahme kommt, ist von einer erhöhten Wahrnehmung in der Bevölkerung auszugehen, welche entsprechend zu einer höheren Gewichtung führt. Das gleiche gilt natürlich in umgekehrter Weise: Falls ein Transformationspfad mit niedrigem Emissionspotenzial umgesetzt wird, ist von einer geringeren Relevanz der Thematik auszugehen.

5.2.1.2 Stabile Netzversorgung

Obgleich Deutschland ein anhaltend hohes Niveau an Versorgungssicherheit im Hinblick auf die Stromversorgung aufweist (Bundesnetzagentur 2013), wird der Akzeptanzfaktor *Stabile Netzversorgung* von der Bevölkerung als besonders wichtig eingeschätzt.⁶² Entsprechend sind für diesen Akzeptanzfaktor keine exogenen Ereignisse

⁶² Grundsätzlich könnte die hohe Bedeutungszumessung auch durch eine Antizipation einer zukünftigen Gefährdung begründet sein.

zu erwarten, die zu einer Abwertung der Bevölkerungseinstellung führen würden. Auf der anderen Seite ist es durchaus wahrscheinlich, dass großflächige Stromunterbrechungen, selbst wenn sie unabhängig von der Energiepolitik auftreten, z. B. durch zufällige Naturereignisse, zu einer gesteigerten Bedeutungszumessung des Akzeptanzfaktors führen können. Dies konnte auch durch eine Bevölkerungsbefragung im Nachgang eines Stromausfalls in München im November 2012 nachgewiesen werden. Hier führte die Erfahrung eines Stromausfalls zu einer gesteigerten Zahlungsbereitschaft und damit Wertschätzung für Versorgungssicherheit (Schubert et al. 2013). Dass ein großflächiges Ausfallereignis – unabhängig von einem verfolgten Energietransformationspfad – als realistisches Szenario einzuschätzen ist, zeigt exemplarisch ein europaweiter Stromausfall im November 2006, der durch einen Schaltvorgang zur Überführung eines Kreuzfahrtschiffes verursacht wurde (Bundesnetzagentur 2007). Insgesamt ist daher von einer konstant hohen Bedeutungszumessung für den Akzeptanzfaktor *Stabile Netzversorgung* auszugehen, welche im Falle eines Ausfallereignisses eher noch erhöht werden würde.

Ebenfalls ist ein hohes Rückkopplungspotenzial durch die Ausgestaltung der Energiepolitik zu erwarten, insofern diese negative Auswirkungen auf die Versorgungsqualität haben.⁶³

5.2.1.3 Global wirkende Emissionen

Die hohe Bedeutungszumessung eines Elektrizitätsversorgungssystems mit nur niedrigen Treibhausgasemissionen zeigte sich in beiden Umfragen. In der zweiten Umfrage konnte insbesondere gezeigt werden, dass die Präferenz für eine starke Treibhausgasminderung stark mit der Erwartung eines dauerhaften Klimawandels korreliert (vgl. Abschnitt 4.2.4). Entsprechend ist zu erwarten, dass die Bedeutungszumessung durch eine Veränderung dieser Erwartung beeinflusst wird. So könnte die Gewichtung des Akzeptanzfaktors durch Klimaveränderungen oder durch extreme Wetterereignisse steigen, die in Verbindung mit einem anthropogenen Klimawandel stehen bzw. gebracht werden. Exemplarisch ist hier beispielsweise die Assoziation des Wintersturms *Kyrill* 2007 mit den Folgen des Klimawandels in Deutschland zu sehen (Wagner 2008).⁶⁴ Umgekehrt könnte es auch zu einer Verringerung der Bedeutungszumessung kommen, falls z. B. die Glaubwürdigkeit des Weltklimarats der Vereinten Nationen (IPCC) bzw. der

⁶³ Ein Indiz für die steigende Belastung des Netzes durch die zunehmende Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen kann bspw. in der Zunahme von Redispatchmaßnahmen gesehen werden (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2014).

⁶⁴ Unerheblich ist dabei für die Bewertung aus Bevölkerungssicht, ob ein Zusammenhang tatsächlich nachgewiesen werden kann oder dieser lediglich unterstellt wird (Walther 2002).

verwendeten Methoden in Frage gestellt wird⁶⁵ oder Veränderungen des Klimas nicht im prognostizierten Ausmaß eintreffen.⁶⁶ Ausgehend von diesen Überlegungen sind Veränderungen der Bedeutungszumessungen in beide Richtungen denkbar. Da jedoch mit großer Wahrscheinlichkeit auch in Zukunft extreme Wetterereignisse auftreten, die als Beleg für den Klimawandel angeführt werden (Neverla und Schäfer 2012), kann eher von einer stabil hohen bis steigenden Gewichtung des Akzeptanzfaktors ausgegangen werden.

Anders als bei den bisher diskutierten Akzeptanzfaktoren ist allerdings bei Treibhausgasen keine unmittelbare Rückkopplung⁶⁷ durch die Auswirkungen des deutschen Energietransformationspfads zu erwarten, da die deutschen Treibhausgasemissionen im globalen Maßstab marginal sind.⁶⁸

5.2.1.4 Kosten und Preise

Der Akzeptanzfaktor *Kosten und Preise* in Form von Haushaltsstrompreisen wird auf der einen Seite in der ersten Umfrage recht hoch gewichtet, auf der anderen Seite zeigen sich deutlich positive Zahlungsbereitschaften in der zweiten Umfrage.⁶⁹ Das Ergebnis in der zweiten Befragung könnte folglich als Relativierung der Bedeutungszumessung aufgefasst werden. Diese Auffassung ist dahingehend einzuschränken, dass zum einen methodische Unsicherheiten über die exakte Höhe der Zahlungsbereitschaft existieren (vgl. Abschnitt 4.3) und zum anderen Preissteigerungen über die geäußerten Zahlungsbereitschaften möglich sind, welche schließlich die Ablehnung eines Transformationspfads hervorrufen können.

In den Umfragen erwies sich das Haushaltseinkommen der Befragten naheliegend als ein wichtiger Einflussparameter auf die Bedeutungszumessung des Akzeptanzfaktors *Kosten und Preise* (vgl. Abschnitt 4.2.2). Daher werden mögliche Veränderungen im verfügbaren Einkommen der Haushalte, beispielsweise aufgrund einer positiven bzw. negativen wirtschaftlichen Entwicklung, näher betrachtet. Als Maßstab wird die historische Veränderung des preisbereinigten, verfügbaren Einkommens in Deutschland herangezogen, welche in Abbildung 26 dargestellt ist. Hieraus geht zwar eine tendenziell

⁶⁵ Zu Glaubwürdigkeitsproblemen der Klimaforschung und des IPCC siehe Leuschner (2014), S. 175 ff.

⁶⁶ Zur Diskussion über den Unterschied zwischen Konsens von Wissenschaftlern und Gewissheit über den Klimawandel sowie einen möglichen Publikationsbias siehe Weede (2012).

⁶⁷ Dies gilt insbesondere im Zusammenhang eines europäischen Emissionshandels (siehe hierzu bspw. Geden und Tiels 2013).

⁶⁸ Der deutsche Anteil an den weltweiten CO₂-Emissionen beträgt 2013 rd. 2% (BP 2014).

⁶⁹ Interessant ist die hohe Zahlungsbereitschaft auch vor dem Hintergrund, dass Deutschland bereits die zweithöchsten Strombezugskosten für Haushalte in Europa hat (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2014, S. 181).

positive Entwicklung seit der deutschen Wiedervereinigung hervor, allerdings sind auch Rückgänge des verfügbaren Einkommens in den Jahren 1993, 2002 sowie 2009 zu beobachten. Gerade in diesen Situationen kann von einer gesteigerten Preissensibilität der Bevölkerung ausgegangen werden, die den Akzeptanzfaktor *Kosten und Preise* weiter in den Vordergrund rückt. Die historische Perspektive zeigt, dass Rückgänge des verfügbaren Einkommens durchaus wahrscheinlich sind, weshalb eine Zunahme der Bedeutungszumessung des Akzeptanzfaktors *Kosten und Preise* (sowie eine Reduzierung der Zahlungsbereitschaften) erwartet werden können. Dies gilt insbesondere für einkommensschwache Haushalte, welche in einem stärkeren Maße von Preissteigerungen von Elektrizitätspreisen betroffen sind (Frondelet et al. 2015).

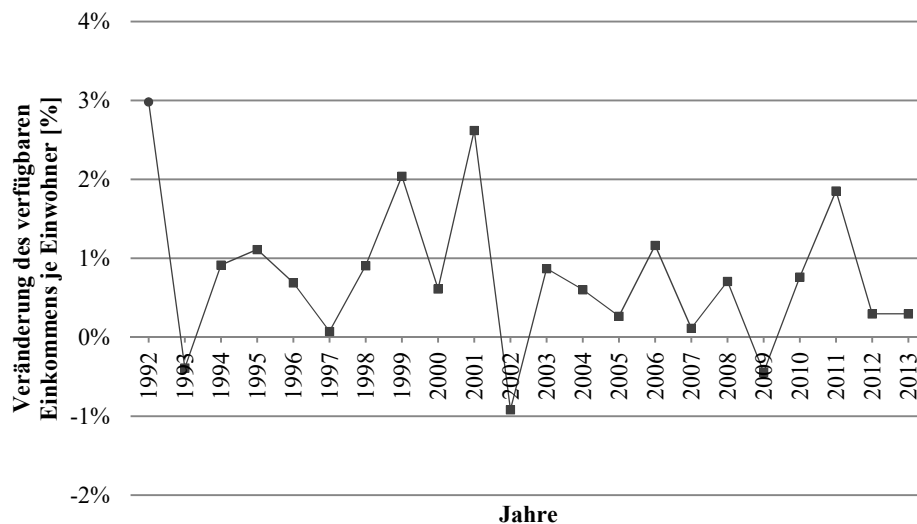


Abbildung 26: Preisbereinigte Veränderung des durchschnittlich verfügbaren Einkommens je Einwohner seit der deutschen Wiedervereinigung⁷⁰

Allerdings ist auch eine Verringerung der Bedeutung des Akzeptanzfaktors im Zusammenhang mit einer Verschiebung von Prioritäten denkbar, beispielsweise einer erhöhten Bedeutungszumessung von Versorgungssicherheit bzw. Netzstabilität (Selasinsky et al. 2014). Mögliche Bedeutungssteigerungen der anderen Akzeptanzfaktoren sollen an dieser Stelle nicht im Detail behandelt werden. Grundsätzlich kann bei der Betrachtung der anderen Akzeptanzfaktoren jedoch festgestellt werden, dass eine Vielzahl von exogenen Einflüssen denkbar ist, welche die Relevanz der anderen Akzeptanzfaktoren erhöhen können und somit einen moderierenden Einfluss auf die relative Bedeutung der *Kosten und Preise* eines Energiesystems haben. Da in der Vergangenheit externe

⁷⁰ Datengrundlage: Statistisches Bundesamt (2014).

Einflüsse identifiziert werden konnten, die sowohl zu einer Auf- als auch zu einer Abwertung des Akzeptanzfaktors führen, sollte eher davon ausgegangen werden, dass die *Kosten und Preise* eines Energiesystems auch in Zukunft mit einem hohen Gewicht für die Bevölkerung verbunden sind.

Das Rückkopplungspotenzial bei der Gestaltung von Energietransformationspfaden sowie der Energiepolitik auf den Akzeptanzfaktor *Kosten und Preise* ist ebenfalls als relativ hoch einzuschätzen. Dies wird daran deutlich, dass nahezu zwei Drittel des Haushaltsstrompreises auf Steuern, regulierte Elemente und Umlagen zurückzuführen sind (vgl. Abschnitt 6.2.2) und somit ein maßgeblicher Anteil der unmittelbaren *Kosten und Preise* der Verbraucher direkt durch die Energiepolitik beeinflusst werden kann.⁷¹

5.2.1.5 Risikopotenzial

Der Akzeptanzfaktor *Risikopotenzial*, welcher das wahrgenommene Risiko der eingesetzten Technologien beschreibt, wird durch die Bevölkerung in der ersten Umfrage hoch eingeschätzt. Bestätigt wird dies auch in der zweiten Umfrage durch die hohen Ablehnungswerte für die weitere Nutzung der Kernenergie. Bei der Bewertung durch die Bevölkerung ist zu beachten, dass die Bedeutungszumessung weniger von einer statistisch bestimmaren Risikogröße abhängt als von intuitiv wahrgenommenen Risiken (Renn 1989), die von der erstgenannten stark divergieren können (Schütz und Peter 2002). Dies zeigt sich auch am Beispiel der Havarie des Kernkraftwerks in Fukushima im März 2011, welche zwar nicht zu einer Veränderung der Risiken der Kernenergie im statistischen Sinne, aber zu einer veränderten Risikowahrnehmung der Bevölkerung führte (Ethikkommission Sichere Energieversorgung 2011). Grundsätzlich ist daher eine Erhöhung der Risikowahrnehmung durch Unfälle als realistisches Szenario einzustufen, welche auch eine höhere Bedeutungsbeimessung des Akzeptanzfaktors *Risikopotenzial* zur Folge hat. Umgekehrt ist eine plötzliche Reduktion der Bedeutung des Akzeptanzfaktors *Risikopotenzial* durch ein singuläres Ereignis, z. B. einer Innovation im Sicherheitsbereich, weniger wahrscheinlich, da eine niedrige Risikowahrnehmung in der Regel mit einer langfristigen Gewöhnung einhergeht (Renn 1995). Eine Rückkopplung durch Maßnahmen der Energiepolitik auf die Neubewertung des Akzeptanzfaktors kann auch hier angenommen werden. Denn es ist zwar nicht zu erwarten, dass sich die Einstellung zu einzelnen Technologien verändert, allerdings könnte das *Risikopotenzial* eines Energiesystems als wichtiger erachtet werden, sofern

⁷¹ Zu beachten sind allerdings mögliche Verzögerungen in der Wirkung, wie bei der EEG-Umlage (vgl. hierzu Abschnitt 7.7).

bei einem Transformationspfad verstärkt auf Technologien mit als höher wahrgenommenen Risiken gesetzt wird, z. B. falls auf einen Kernenergieausstieg in Deutschland verzichtet werden würde.

5.2.1.6 Rohstoffverfügbarkeit

Das Vermeiden von nur begrenzt verfügbaren Rohstoffen zählt zu den eher hoch eingeschätzten Aspekten in der ersten Umfrage. Dies wird in der zweiten Telefonbefragung durch eine starke Präferenz für die Nutzung von Erneuerbaren Energieträgern bestätigt. Die Bedeutung der *Rohstoffverfügbarkeit* bei der Energieversorgung ist dabei in Zusammenhang mit der Rohstoffreichweite sowie den Rohstoffpreisen zu sehen.⁷² Entsprechend können veränderte Erwartungen bzw. neue Informationen hinsichtlich der Reichweite der Rohstoffe sowie grundlegende Änderungen des Preisgefüges eine veränderte Bewertung des Akzeptanzfaktors bewirken.

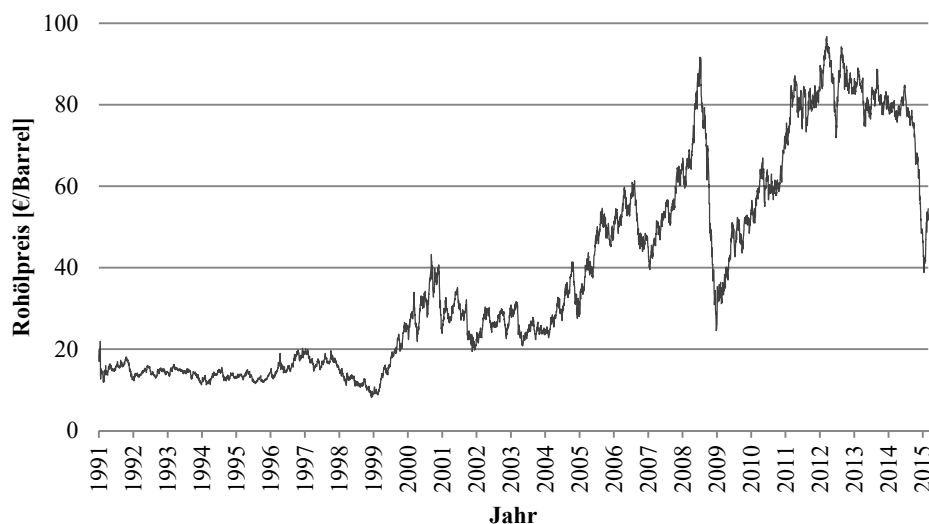


Abbildung 27: Historische Preisentwicklung Rohöl (Sorte: Brent)⁷³

Dass Veränderungen der Reichweite bzw. der Erschließbarkeit von Rohstoffen durchaus möglich sind, kann beispielsweise an der seit den 50er-Jahren anhaltenden *Peak-Oil*-Diskussion beobachtet werden (Verbruggen und Al Marchohi 2010). Daneben ist auch

⁷² Sofern die Preise von Rohstoffen in einem perfekten Wettbewerbsumfeld ermittelt werden, stehen diese im direkten Zusammenhang mit der Reichweite (vgl. Sinn 2008). Diese Voraussetzung kann allerdings für verschiedene Rohstoffmärkte angezweifelt werden, da z. B. Oligopole auf Anbieterseite vorliegen (vgl. Hirschhausen et al. 2009).

⁷³ Datenquelle: Thomson Reuters (2015).

die Neubewertung der Erdgasvorkommen in den USA durch neue technische Möglichkeiten zur Erschließung von eingeschlossenem Erdgas in Schiefergesteinsschichten als aktuelles Beispiel zu nennen (Kargbo et al. 2010). Die Abbildung 27 zeigt zudem am Beispiel vom Rohöl, dass Rohstoffpreise von deutlichen Fluktuationen geprägt sind. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass beide Umfragen in einer Periode mit einem anhaltend hohen Ölpreisniveau entstanden sind, was die Ergebnisse entsprechend beeinflusst haben kann. Folglich ist in Zukunft sowohl eine weitere Erhöhung der Bedeutung, z. B. aufgrund steigender Preisnotierung, als auch eine Reduktion möglich, z. B. durch die Erschließung neuer Rohstoffvorkommen oder durch fallende Rohstoffpreise.

Da Deutschland nur einen geringen Anteil am weltweiten Rohstoffbedarf hat,⁷⁴ ist der Einfluss auf die Preisbildung und die Reichweite von Rohstoffen durch die Wahl eines nationalen Transformationspfads eher gering. Dennoch ist bei der Umsetzung eines Energietransformationspfads zu erwarten, dass die Relevanz des Akzeptanzfaktors in Zusammenhang mit der Abhängigkeit von endlichen Rohstoffen steigt bzw. sinkt.

5.2.2 Akzeptanzfaktoren mit niedriger Gewichtung durch die Bevölkerung

5.2.2.1 Geopolitische Risiken

Der Akzeptanzfaktor *Geopolitische Risiken* in Form einer Abhängigkeit von einzelnen Ländern wurde in der ersten Umfrage in 2013 als weniger wichtig erachtet (Mittelwert der Bewertungen niedriger als 5) und wurde daher nicht in der zweiten Umfrage berücksichtigt. Dabei ist es durchaus möglich, dass Krisensituationen zu einer höheren Gewichtung des Akzeptanzfaktors *Geopolitische Risiken* führen. Das Potenzial zur Entwicklung von geopolitischen Krisen, die Einfluss auf die Energiesicherheit eines Landes haben können, ist beispielhaft durch die Entwicklung der Ukraine-Krise seit 2014 deutlich geworden. Diese führte dazu, dass „zum wiederholten Male Zweifel an der Verlässlichkeit Russlands als Hauptgaslieferant Europas“ (Abdolvand und Pepe 2014) geäußert wurden und so die Vulnerabilität der Erdgasversorgung in Europa vor Augen geführt wurde. Es ist daher davon auszugehen, dass Konflikte, wie in der Ukraine, dazu führen können, dass *Geopolitische Risiken* als Akzeptanzfaktor in der Bevölkerungswahrnehmung an Bedeutung gewinnen. So ist es durchaus wahrscheinlich, dass dem Akzeptanzfaktor bei einer Umfrage nach der Eskalation der Ukrainekrise ein höheres Gewicht beigemessen wird.

⁷⁴ Der deutsche Anteil am weltweiten Erdgas, Erdöl und Kohleverbrauch betrug 2013 jeweils weniger als 3% (BP 2014).

Rückkopplungen durch die Energiepolitik auf den Akzeptanzfaktor sind ebenso zu erwarten, da sich die Abhängigkeit von Energieträgern mit hohen Importanteilen in den Transformationspfaden unterscheiden kann, z. B. durch die höhere Nutzung von Erneuerbaren-Energieträgern. Durch eine Zunahme der Abhängigkeit ist entsprechend mit einer erhöhten Wahrnehmung von *Geopolitische Risiken*, die mit der eigenen Versorgung in einem Energiesystem verbunden sind, zu rechnen.

5.2.2.2 Verteilungsgerechtigkeit

Insbesondere im Zusammenhang mit der EEG-Vergütung und der Umlage für Verbraucher wird die Verteilung von Nutzen und Lasten bei der Umsetzung von energiepolitischen Maßnahmen diskutiert.⁷⁵ Die hierbei berücksichtigten Aspekte umfassen regionale (Plankl 2013) sowie soziale Verteilungseffekte (Bardt und Niehues 2013), aber auch Umverteilungsmechanismen zwischen befreiten (privilegierten) sowie nicht befreiten Unternehmen und Verbrauchern (Gawel und Klassert 2013).⁷⁶ Trotz der genannten Diskussionspunkte wurde der Akzeptanzfaktor *Verteilungsgerechtigkeit* in den Umfragen (dort insbesondere mit Fokus auf die Befreiung von Unternehmen) für die Energieversorgung vergleichsweise niedrig eingeschätzt. Hierbei sind keine Unterschiede hinsichtlich des Einkommens oder der Bildung festgestellt worden, weshalb ein möglicher Einfluss durch externe Effekte, z. B. der Konjunktur, im Gegensatz zum Akzeptanzfaktor *Kosten und Preise* nicht erwartet wird. Auch andere externe Effekte außerhalb des Handlungsspielraums der Energiepolitik konnten im Rahmen dieser Analyse nicht identifiziert werden, welche die Bedeutungszumessung des Akzeptanzfaktors wesentlich verändern würden.

Jedoch kann durch die konkrete Ausgestaltung der Förderinstrumente, z. B. dem EEG, oder der regulierten Kostenbestandteile des Haushaltsstrompreises, z. B. der Netzentgelte, eine höhere Gewichtung des Akzeptanzfaktors erwartet werden, sofern hieraus eine als ungerechtfertigt wahrgenommene Umverteilung der Kosten und Erträge resultiert. Grundsätzlich können solche Verteilungseffekte jedoch weitgehend unabhängig von einem übergreifenden Energietransformationspfad gesteuert werden, z. B. durch die Ausgestaltung der Befreiungsregeln der EEG-Umlage.

⁷⁵ Neben der EEG-Vergütung kann auch die Diskussion um die regional unterschiedliche Belastung mit Netzentgelten angeführt werden (vgl. bspw. Hinz et al. 2014 oder Regulatory Assistance Project 2014).

⁷⁶ Gawel et al. (2015) hinterfragen auch die Bedeutung der Verteilungseffekte und weisen auf eine mögliche Instrumentalisierung dieser hin.

5.2.2.3 Inländische Erzeugung

Obwohl sich mit der Umsetzung eines europäischen Energiebinnenmarkts die wirtschaftlichen Funktionsräume im Stromsektor auf eine transnationale Ebene verschieben (Monstadt 2007), besteht weiterhin das nationale Interesse, eine gewisse Energieautarkie im Strombereich zu gewährleisten (Gawel et al. 2014).⁷⁷ Dieses nationale Interesse findet sich auch in der Diskussion um die Einführung eines Kapazitätsmechanismus wieder, die sich weitestgehend auf die Sicherstellung eines nationalen Kraftwerksparks in Deutschland beschränkt (vgl. Winkler et al. 2013).⁷⁸ In der Gewichtung der Akzeptanzfaktoren spielt die *Inländische Erzeugung* trotz der anhaltenden Diskussion um Kapazitätsmechanismen eine untergeordnete Rolle, was grundsätzlich im Zusammenhang mit dem anhaltend hohen Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland gesehen werden kann. Entsprechend ist eine Erhöhung der Bedeutungszumessung analog zum Akzeptanzfaktor *Stabile Netzversorgung* durch das Auftreten von Versorgungsunterbrechungen zu erwarten – unabhängig davon, ob diese mit einem bestimmten Transformationspfad in Verbindung stehen. Versorgungsunterbrechungen dürften durch häufigere Extremwetterereignisse in Zukunft zunehmen (Petermann et al. 2011). Dass hier ein gestiegenes Gefahrenpotenzial durch politische Akteure wahrgenommen wird, zeigen exemplarisch die Vorbereitungsmaßnahmen auf langanhaltende Stromausfälle, die einzelne Landkreise ergreifen (Steglich 2015). Entsprechend wird hier die Möglichkeit eines exogenen Ereignisses, das die Zunahme der Bedeutung des Akzeptanzfaktors *Inländische Erzeugung* bedingt, als nicht zu vernachlässigend eingestuft.

Ebenfalls ist eine indirekte Rückkopplung auf die Einschätzung der Bevölkerung durch einen Energietransformationspfad nicht auszuschließen bzw. könnte dieser die Wirkung von exogenen Ereignissen verstärken. So ist anzunehmen, dass erst durch die Reduzierung von inländischen Stromerzeugungskapazitäten die Wahrnehmung der Bevölkerung auf den Akzeptanzfaktor *Inländische Erzeugung* gelenkt wird.

5.2.2.4 Beschäftigung

Die Untersuchung von Beschäftigungseffekten energiepolitischer Maßnahmen wurde bereits in mehrere Szenariostudien von Bundeseinrichtungen integriert (siehe Abschnitt

⁷⁷ Dies spiegelt sich auch in der Auffassung des BMWi wider, dass „jederzeit der nachgefragten Last eine entsprechend gesicherte Erzeugungsleistung in Deutschland gegenüberstehen“ (BMW 2014d) muss.

⁷⁸ In diesem Kontext werden nationale Insellösungen für Kapazitätsmärkte von Böckers et al. (2012) kritisiert, da sie einem europäischen Binnenmarkt entgegenwirken. Konsequenterweise wird in Studien zur nationalen Versorgungssicherheit der Beitrag des transnationalen Austausches inzwischen vertieft untersucht, bspw. Pentatlaterales Energieforum (2015) oder BMW (2015d).

3.3) und ist so auch Bestandteil aktueller Forschungsbemühungen hinsichtlich der Auswirkungen der Energiewende (Dettmer und Sauer 2014; O’Sullivan et al. 2014). Allerdings steht der Akzeptanzfaktor *Beschäftigung* nicht im Fokus der Bevölkerung bei der Bewertung von Energiesystemen (vgl. Abschnitt 4.2.2.2). Das relativ niedrige Gewicht des Akzeptanzfaktors kann dabei auch auf ein vergleichsweise hohes Beschäftigungsniveau zum Zeitpunkt der Umfrage zurückgeführt werden (siehe Abbildung 28), welches bereits in der Größenordnung der volkswirtschaftlichen Vollbeschäftigung gesehen wird (Brinkmann und Nachtwey 2014). In der Folge ist davon auszugehen, dass von der Energiepolitik unabhängige Ereignisse, die zu einer Erhöhung der Arbeitslosenquote führen, die Bedeutung des Akzeptanzfaktors *Beschäftigung* verstärken. Aus Abbildung 28 geht ebenfalls hervor, dass ein annähernd doppelt so hohes Arbeitslosenniveau weniger als zehn Jahre zurückliegt und daher ein Anstieg der Arbeitslosenquote, z. B. in Folge einer Rezession (vgl. Akzeptanzfaktor *Gesamtwohlfahrt*), als mögliches Szenario einzustufen ist.

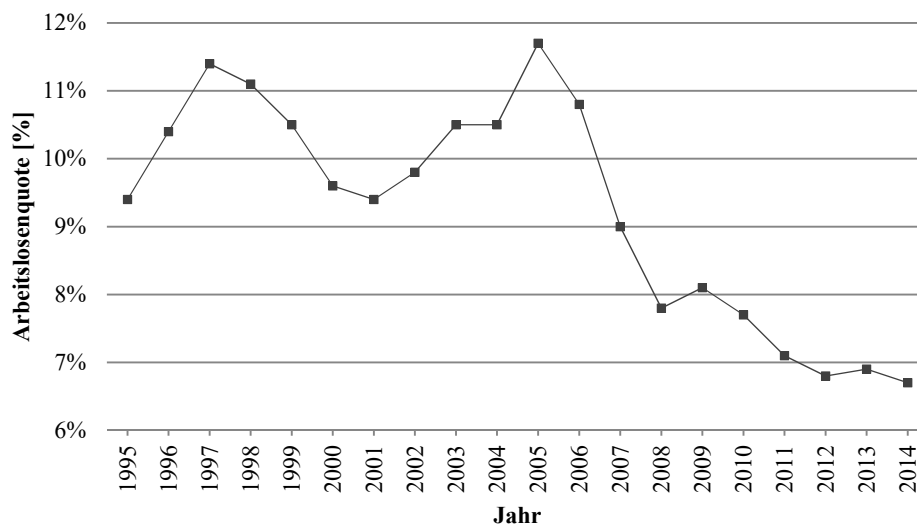


Abbildung 28: Entwicklung der Arbeitslosenquote auf Basis aller zivilen Erwerbspersonen⁷⁹

Aufgrund der Bedeutung der Energieversorgung für die deutsche Wirtschaft (Karl 2011) ist ein Einfluss der Energiepolitik auf die wirtschaftliche Entwicklung und das Beschäftigungsniveau in Deutschland ebenfalls wahrscheinlich. So können energiepolitische Maßnahmen einerseits zum Verlust von Arbeitsplätzen, z. B. durch hohe

⁷⁹ Erst ab 1995 sind die Daten aufgrund der Zusammenlegung von Arbeitslosen- und Sozialhilfe miteinander vergleichbar. Datengrundlage: Statistisches Bundesamt (2015a).

Energiepreise (Unger und Hurtado 2013), andererseits aber auch zur Schaffung zusätzlicher Arbeitsplätze führen, z. B. in Wartung und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen (vgl. Abschnitt 5.2.2.4). In der Folge wird von einem hohen Rückkopplungspotenzial des verfolgten Energietransformationspfads auf den Akzeptanzfaktor *Beschäftigung* ausgegangen.

5.2.2.5 Flächennutzung

Trotz einer eher geringen Bedeutungsbeimessung seitens der Bevölkerung wird der Akzeptanzfaktor *Flächennutzung* analog zum Akzeptanzfaktor *Beschäftigung* bereits in den von Bundeseinrichtungen in Auftrag gegebenen Szenariostudien als bedeutendes Element wahrgenommen (vgl. Abschnitt 3.3). Im gesellschaftlichen Diskurs ist das Thema Flächennutzung insbesondere im Hinblick auf die *Teller-Tank*-Diskussion (Herbes et al. 2014)⁸⁰ sowie mit der Kritik an einer *Verspargelung der Landschaft* durch Windkraftanlagen präsent (Gailing 2013). Es können jedoch keine historischen Ereignisse identifiziert werden, die zu einer erhöhten Bedeutung des Akzeptanzfaktors *Flächennutzung* führen. Entsprechend wird das Potenzial einer Bedeutungszunahme durch exogene Einflüsse als eher gering eingeschätzt.

Allerdings kann die Rückkopplung durch die Umsetzung konkreter Energietransformationspfade erwartet werden. Konkret kann eine höhere Gewichtung durch eine zunehmende Nutzung von Flächen für die Stromproduktion erwartet werden. Dies konnte so beispielsweise bei dem Einsetzen der öffentlichen Diskussion hinsichtlich einer *Vermassung* der Landwirtschaft festgestellt werden (Linhart und Dhungel 2013), also des zunehmenden Anbaus von Kraftmais zur Energiegewinnung. So wurden die negativen Aspekte erst nach der Zunahme des Maisanteils an der landwirtschaftlichen Nutzfläche zum öffentlichen Kritikpunkt. Die daraus resultierende Diskussion trug schließlich zu einer Einschränkung der Vergütungen für Biomasse aus Energiepflanzen im EEG 2012 sowie im EEG 2014 bei (Herbes et al. 2014).

5.2.2.6 Gesamtwohlfahrt

Der Akzeptanzfaktor *Gesamtwohlfahrt* erhielt die geringste Gewichtung in der ersten Umfrage durch die Bevölkerung.⁸¹ Grundsätzlich sollte beachtet werden, dass davon ausgegangen werden kann, dass die Gewichtung des Akzeptanzfaktors *Gesamtwohlfahrt* durch die Bevölkerung in hohem Maß mit dem Akzeptanzfaktor *Beschäftigung*

⁸⁰ Diese beschreibt den Nutzungskonflikt von landwirtschaftlichen Flächen einerseits zum Nahrungsmittelanbau (Teller) und andererseits zur Kultivierung von Energiepflanzen (Tank).

⁸¹ Zu beachten ist an dieser Stelle, dass der Akzeptanzfaktor *Gesamtwohlfahrt* im Rahmen der Umfrage insbesondere im Hinblick auf die Energiekosten der Wirtschaft bezogen wurde.

entsprechend des ökonomischen Zusammenhangs korreliert (Mussel und Pätzold 2013). Ersichtlich wird dieser Zusammenhang auch aus Abbildung 29. Daneben wird in der Abbildung auch ersichtlich, dass die Erwerbstätigkeit nur mit einem verminderten Effekt auf Konjunktursprünge reagiert.⁸² Trotz dieses moderierenden Effekts ist davon auszugehen, dass der Bevölkerung im Falle einer Rezession der Zusammenhang zwischen einem geringen Beschäftigungsniveau und der konjunkturellen Entwicklung bewusst ist. Da externe Ereignisse, die zu einer Rezession führen, nicht als unwahrscheinlich ausgeschlossen werden können, sollte ein möglicher Bedeutungszuwachs des Akzeptanzfaktors ebenfalls nicht ausgeschlossen werden.

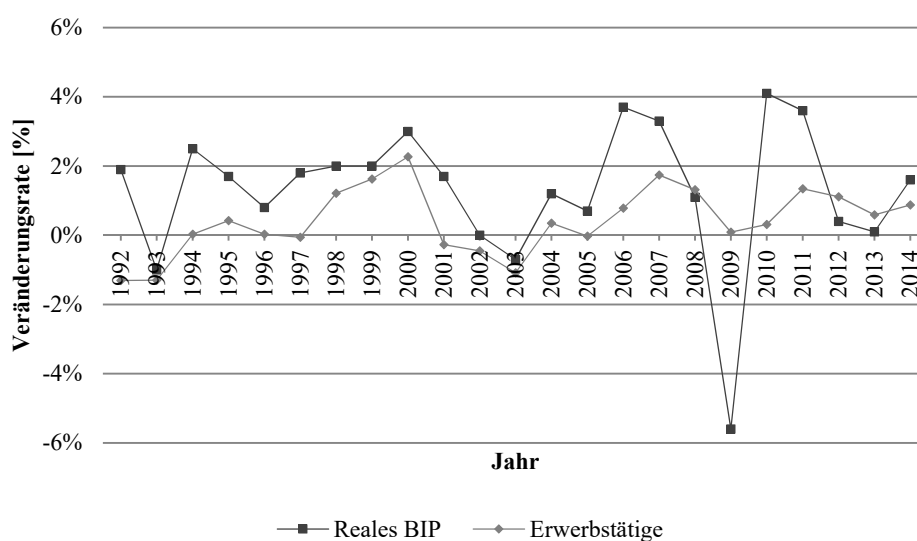


Abbildung 29: Zusammenhang zwischen der Veränderungsrate des realen BIP und der Erwerbstätigen in Deutschland⁸³

Analog zum Akzeptanzfaktor *Beschäftigung* verhält es sich auch mit der Möglichkeit einer Rückkopplung der Energiepolitik auf den Akzeptanzfaktor *Gesamtwohlfahrt*. So ist aufgrund der hohen Bedeutung der Energiewirtschaft für den deutschen Industriestandort das Rückkopplungspotenzial von energiepolitischen Maßnahmen als hoch zu betrachten. Das bedeutet, dass eine steigende Bedeutungszumessung für den Akzeptanzfaktor *Gesamtwohlfahrt* durch energiepolitische Maßnahmen mit einem negativen Effekt auf den Industriestandort als wahrscheinlich angenommen werden kann.

⁸² Hinsichtlich der Ursachen siehe Mussel und Pätzold (2013).

⁸³ Datengrundlagen: Erwerbstätige (Statistisches Bundesamt 2015a), reales BIP (Statistisches Bundesamt 2015c).

5.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen

Die Analyse der Persistenz der Einstellungen der Akzeptanzfaktoren zeigt, dass für die meisten Akzeptanzfaktoren eine veränderte Bedeutung durch exogene Ereignisse nicht auszuschließen ist. Deutlich wird dies auch aus der Übersicht in Tabelle 11. Lediglich für die Akzeptanzfaktoren *Verteilungsgerechtigkeit* und *Flächennutzung* konnten keine externen Einflüsse identifiziert werden, die erwartungsgemäß zu einer Veränderung der öffentlichen Bedeutungsbeimessung führen. Bei den in der Umfrage hoch gewichteten Akzeptanzfaktoren konnten für die Hälfte mögliche Ereignisse identifiziert werden, die zu einer Abwertung des Akzeptanzfaktors führen können. Bei diesen drei Akzeptanzfaktoren ist allerdings ebenso eine weitere Aufwertung der Bedeutungszumessung möglich, weshalb keine konkrete Tendenz für die zukünftige Entwicklung vorhergesehen werden kann.

Ein relativ durchgängiges Bild zeigt sich bei der möglichen Rückkopplung auf die Gewichtungen der Bevölkerung durch die Umsetzung von nationalen Energietransformationspfaden bzw. Maßnahmen der Energiepolitik (rechts in Tabelle 11). Nur bei *Global wirkenden Emissionen* ist das erwartete Rückkopplungspotenzial von nationalen Maßnahmen auf das Weltklima eher gering, was mit dem geringen Anteil Deutschlands am weltweiten Treibhausgasaufkommen begründet werden kann.⁸⁴

Die Ergebnisse zeigen, dass Veränderungen hinsichtlich der Einstellungen der Bevölkerung in beide Richtungen möglich sind. Die Entscheidungsgrundlage von energiepolitischen Maßnahmen sollte daher nicht nur auf tagesaktuellen Präferenzen der Bevölkerung basieren, sondern auch im Interesse von langfristig agierenden politischen Akteuren wahrscheinliche Einstellungsveränderungen berücksichtigen (*Antizipations-schleife*). Ein Indiz dafür, dass mögliche Veränderungen oder Rückkopplungen bereits durch die Energiepolitik der Bundesregierung antizipiert werden, ist die vergleichsweise hohe Berücksichtigung der Akzeptanzfaktoren *Beschäftigung* und *Flächennutzung* in den Energieszenarien von Bundeseinrichtungen, obwohl die Bedeutung in den Umfragen (in Zeiten stabiler Konjunkturaussichten) durch die Bevölkerung als eher gering eingestuft wird.

⁸⁴ Im Rahmen von konzertierten Aktionen bzw. aufgrund einer Vorreiterrolle von Deutschland kann dies auch abweichend bewertet werden.

Tabelle 11: Übersicht über mögliche Veränderungen der Gewichtung der Akzeptanzfaktoren durch die Bevölkerung

	Akzeptanzfaktoren	Veränderung durch mögliche exogene Einflüsse		Rückkopplung durch Energiepolitik
		Steigerung	Abwertung	
Gewichtung durch die Bevölkerung	Lokal wirk. Emissionen	✓	×	✓
	Stabile Netzversorgung	✓	×	✓
	Global wirk. Emissionen	✓	✓	×
	Kosten und Preise	✓	✓	✓
	Risikopotenzial	✓	×	✓
	Rohstoffverfügbarkeit	✓	✓	✓
	Geopolitische Risiken	✓	-	✓
	Verteilungsgerechtigkeit	×	-	✓
	Inländische Erzeugung	✓	-	✓
	Beschäftigung	✓	-	✓
	Flächennutzung	×	-	✓
	Gesamtwohlfahrt	✓	-	✓

Legende

- ✓: Exogene Ereignisse mit Einfluss identifiziert bzw. Rückkopplung möglich.
- ×: Keine konkreten exogenen Ereignisse identifiziert bzw. Rückkopplung eher gering/nicht vorhanden.
- : Nicht Bestandteil der Analyse.

Für das weitere Vorgehen bedeuten die Ergebnisse, dass bei der Erstellung und Bewertung von Energietransformationspfaden Akzeptanzfaktoren möglichst umfassend betrachtet werden sollten. Dies ermöglicht es politischen Akteuren, mögliche Veränderungen der Einstellungen hinsichtlich der Akzeptanzfaktoren durch exogene Einflüsse und durch Rückkopplungen zu berücksichtigen, selbst wenn sie derzeit nicht im Fokus der öffentlichen Wahrnehmung stehen.

6 INTEGRATION VON AKZEPTANZFAKTOREN IN ENERGIESYSTEMMODELLE

Mit diesem Kapitel beginnt der zweite inhaltliche Teilbereich der Arbeit. Mit dem Teilbereich wird das Ziel verfolgt, konsistente Szenariorechnungen für die Entwicklung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems zu erstellen, um diese im nächsten Schritt aus gesellschaftlicher Perspektive bewerten zu können. Die Erstellung von Szenarien führt aufgrund der Komplexität des Elektrizitätsversorgungssystems zu besonderen Herausforderungen. Zurückzuführen ist diese Komplexität insbesondere auf die technische Eigenschaft der Nichtspeicherbarkeit und der Leitungsgebundenheit sowie auf die Notwendigkeit des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage, um einen stabilen Systemzustand zu erreichen. Da rein ökonomische Modelle die Eigenschaften des Stromversorgungssystems nur schwer abbilden können (Ventosa et al. 2005), bedarf es erweiterter techno-ökonomischer Modelle, die diese technischen Charakteristika berücksichtigen.

Aufgrund dieser Komplexität und der damit verbundenen Herausforderungen in der Modellierung dient dieses Kapitel zunächst als Einführungskapitel in das deutsche Stromversorgungssystem sowie in die Preisbildung für Endkunden, um das Verständnis für die in den folgenden Kapiteln verwendeten Modelle zu ermöglichen. Zunächst wird dazu ein Überblick über die bereits im Vorfeld eingeführten Akzeptanzfaktoren gegeben (Abschnitt 3.1.1.1), die im Rahmen der Szenariorechnungen in die techno-ökonomischen Modelle integriert werden. Daraufhin werden die Organisation der Elektrizitätswirtschaft sowie die resultierende Preisbildung für Haushaltskunden dargestellt. Abschließend wird ein Überblick über das weitere Vorgehen sowie die einzelnen Modellansätze gegeben, die in den folgenden Kapiteln im Detail vorgestellt werden.

6.1 Integration von Akzeptanzfaktoren in verwendete Modelle

Um in den nächsten Kapiteln die Analyse von Energietransformationspfaden aus gesellschaftlicher Perspektive zu ermöglichen, ist eine möglichst umfangreiche Berücksichtigung der identifizierten Akzeptanzfaktoren in den Szenariorechnungen notwendig. Dies ergibt sich einerseits dadurch, dass keiner der Akzeptanzfaktoren in den Bevölkerungsbefragungen als unwichtig eingestuft wird und andererseits aus den im vorherigen Kapitel diskutierten möglichen Veränderungen der Einstellungen hinsichtlich der Akzeptanzfaktoren. Tabelle 12 gibt zunächst einen Überblick über die Akzeptanzfaktoren sowie deren Rangfolge sowohl in den Bevölkerungsbefragungen

(vgl. Abschnitt 4.2.2) als auch bei der Berücksichtigung in den analysierten Szenariostudien des Bundes (vgl. Abschnitt 3.3). Zusätzlich ist dargestellt, inwiefern die Akzeptanzfaktoren als quantitative Auswirkung eines Transformationspfads in den nachfolgenden Szenariorechnungen integriert werden.

Tabelle 12: Überblick über die Bewertung der Akzeptanzfaktoren, der Ergebnisse des Szenariovergleichs und die Integration in die Szenariorechnungen

Akzeptanzfaktor	Rang Bevölkerung Ergebnis der Umfragen (Kapitel 4)	Rang Szenarien Ergebnis der Analyse (Kapitel 3)	Integration in die Szenario- rechnungen
Lokal wirkende Emissionen	1	10	Direkte Emissionen
Stabile Netzversorgung	2	10	-
Global wirkende Emissionen	3	1	Direkte Emissionen
Kosten und Preise	4	2	Haushaltspreise
Risikopotenzial	5	6	Technologieoptionen
Rohstoffverfügbarkeit	6	6	Anteil Erneuerbare Energien
Geopolitische Risiken	7	9	Rohstoffimporte
Verteilungsgerechtigkeit	8	10	-
Inländische Erzeugung	9	3	Importe/Steuerb. Leistung
Beschäftigung	10	3	Direkte Beschäftigung
Flächennutzung	11	3	Flächenverbrauch
Gesamtwohlfahrt	12	6	Industriepreise

Bis auf *stabile Netzversorgung* sowie *Verteilungsgerechtigkeit* werden Aspekte zu jedem Akzeptanzfaktor in die nachfolgende Modellbetrachtung aufgenommen. Die Auswirkung der verschiedenen Transformationspfade auf eine *stabile Netzversorgung* wird nicht gesondert untersucht, da ein funktionierendes Netz als Basis aller betrachteten Transformationspfade angenommen und so im Modell berücksichtigt wird.⁸⁵ Ebenso werden Verteilungsaspekte nicht gesondert innerhalb der berechneten Energietransformationspfade abgebildet, da davon ausgegangen wird, dass das von der

⁸⁵ Dies wird im Modell durch die Deckung der Last zu jeder Stunde, durch die Bereitstellung von zusätzlicher Reserveleistung (siehe Abschnitt 7.3.2.10) sowie durch die Berücksichtigung von zusätzlichen Netzausbaukosten sichergestellt (siehe Kapitel 9).

Bevölkerung gewünschte Maß an *Verteilungsgerechtigkeit* unabhängig vom verfolgten Pfad durch ergänzende politische Eingriffe erreicht werden kann.⁸⁶

Bei der Berücksichtigung der verschiedenen Akzeptanzfaktoren wird darauf geachtet, dass die Ergebnisse der Bevölkerungsbefragungen (z. B. Unterschiede bei Stickoxidemissionen) konkret bei der Bewertung der Energietransformationspfade verwendet werden können. Ein wichtiger Aspekt umfasst die *Kosten und Preise* in Form des Haushaltsstrompreises, welcher auch als Akzeptanzgrenze aus Bevölkerungsperspektive interpretiert werden und daher im folgenden Abschnitt näher betrachtet wird.

6.2 Bildung des Haushaltsstrompreises

Der Preis, den deutsche Haushaltskunden für elektrische Energie zahlen, ist von verschiedenen Elementen abhängig, die in unterschiedlicher Weise von Regulierung und Marktpreisbildung beeinflusst werden. Im Rahmen dieses Abschnitts soll ein gemeinsames Grundverständnis für die Bildung des Haushaltsstrompreises vermittelt werden, um die in den folgenden Kapiteln vorgestellten Modellansätze nachvollziehen zu können. Dazu wird zunächst die Organisation der Elektrizitätswirtschaft in Zusammenhang mit der stattgefundenen Strommarktliberalisierung dargestellt. Darauf aufbauend werden die verschiedenen Elemente des Haushaltsstrompreises im Hinblick auf den staatlichen Einfluss vorgestellt. Abschließend wird die Preisbildung des *Day-Ahead*-Marktes am Beispiel der *Merit-Order* betrachtet.

6.2.1 Organisation der Elektrizitätswirtschaft

Die heutige Struktur der europäischen und deutschen Energiewirtschaft ist das Ergebnis eines anhaltenden Liberalisierungs- und Marktöffnungsprozesses.⁸⁷ Bis in die 80er-Jahre hinein wurde weitgehend die gesamte Wertschöpfungskette der Elektrizitätsversorgung als natürliches Monopol angesehen (Weizsäcker 2004). In Folge einer fortschreitenden wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit der Ordnung der Elektrizitätsmärkte⁸⁸ setzte sich eine differenziertere Betrachtung durch, die lediglich den Stromtransport (Übertragung und Verteilung) als natürliches Monopol erachtet (Weizsäcker 2004), der folglich nicht in Form eines Marktes organisiert werden sollte. Die Umsetzung dieses neuen Marktverständnisses (Liberalisierung) erfolgte in Deutschland im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes 1998 und der Energierechtsreform 2005, welche die

⁸⁶ Dies kann z. B. durch Anpassungen des Umlagesystems und der Befreiungsmöglichkeiten für Erneuerbare Energien geschehen.

⁸⁷ Zur Geschichte der deutschen Strommarktregulierung siehe Büdenbender (2007).

⁸⁸ Siehe hierzu bspw. Gröner (1975).

Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG und die Beschleunigungs-Richtlinie 2003/54/EG in nationales Recht überführten.⁸⁹

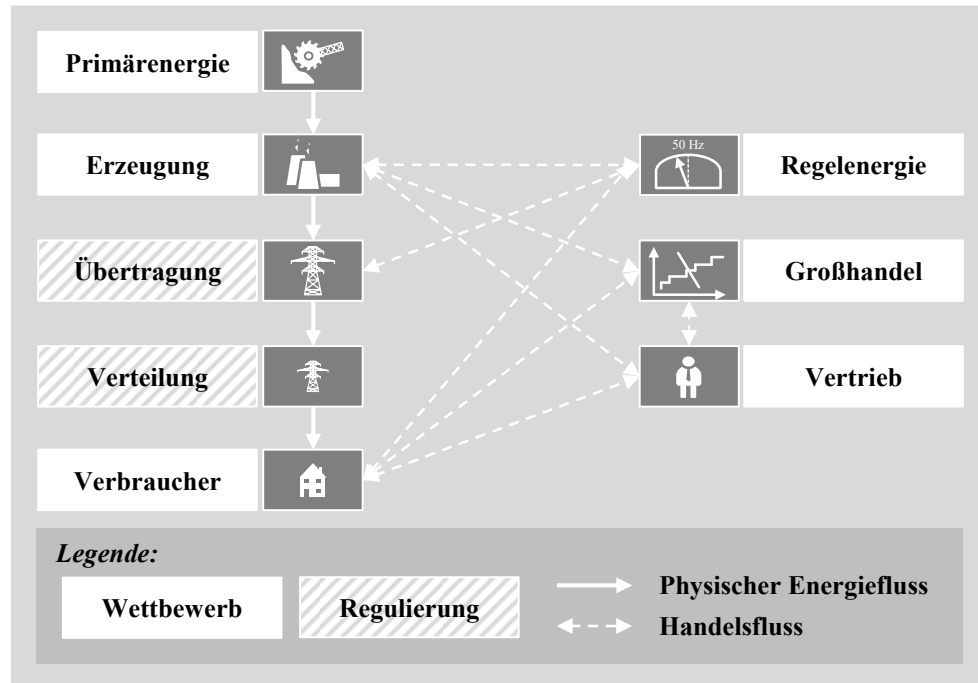


Abbildung 30: Wertschöpfungsstufen nach Liberalisierung⁹⁰

Die nach der Liberalisierung entstandene Struktur der Elektrizitätswirtschaft ist schematisch in Abbildung 30 dargestellt.⁹¹ Abgesehen vom regulierten Netzbereich wird seither ein freier Wettbewerb innerhalb der Wertschöpfungsstufen angestrebt. Das heißt, dass Energieversorgungsunternehmen nicht nur im Wettbewerb um den Stromabsatz an die Verbraucher stehen, sondern auch Erzeuger im Wettbewerb um den Absatz der produzierten Strommengen. Mit der Etablierung von Großhandelsplätzen, wie den Strombörsen *European Energy Exchange* (EEX) in Leipzig oder *European Power Exchange* (EPEX) in Paris, sind transparente Plattformen entstanden, an denen Angebot und Nachfrage von Erzeugern, Stromvertrieb, großen Verbrauchern sowie Handelsgesellschaften zusammengeführt werden. Das neue Marktdesign erlaubt dabei den Handel unabhängig von netztechnischen Restriktionen innerhalb des gesamten Marktgebiets, welches aktuell die Lieferzonen aller Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in

⁸⁹ Die Diskussionen im Vorfeld der Liberalisierung werden ausführlich in Renz (2001) beschrieben.

⁹⁰ Modellhafte Struktur in Anlehnung an Weber (2005).

⁹¹ Eine ausführliche Beschreibung der Marktrollen vor und nach der Liberalisierung findet sich bei Crastan (2009).

Deutschland sowie Österreich umfasst.⁹² Um kurzfristige Ungleichgewichte im System ausgleichen zu können, kontrahieren die ÜNB in einem transparenten Verfahren Leistung bzw. flexibel abschaltbare Lasten auf dem Regelenergiemarkt entsprechend §§ 6 ff. Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Verantwortlich für die Leistungsungleichgewichte sind Prognosefehler hinsichtlich der Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und der Verbraucherlast sowie unvorhergesehene Kraftwerks- oder Produktionsausfälle (Michaelis et al. 2013). Der Regelenergiemarkt gibt einerseits flexiblen Erzeugern eine alternative Absatzmöglichkeit und andererseits großen Verbrauchern die Möglichkeit gegen entsprechende Kompensationszahlungen kurzfristige Lastreduzierungen anzubieten.

Da der Handel innerhalb des Marktgebietes unabhängig von den Restriktionen im Übertragungsnetz durchgeführt wird, können durch die aus dem Handelsgeschehen resultierenden Kraftwerksfahrpläne Netzengpässe auftreten, welche die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems gefährden (Kunz 2013). In diesem Fall müssen die ÜNB zunächst netzbezogene Maßnahmen, wie Netzschaltungen, oder marktbezogene Maßnahmen, wie die Regelenergieanforderung, durchführen (§ 13 Abs. 1 EnWG). Sind diese nicht ausreichend, können die ÜNB nach § 13 Abs. 2 EnWG auch in die Fahrpläne der Erzeugungseinheiten eingreifen, um diese gegen Kompensationszahlungen anzupassen (Redispatch).

Obwohl durch die Regulierung im Bereich des Netzzugangs und des Wettbewerbs zwischen Kraftwerksbetreibern und Vertriebsunternehmen kontinuierlich Fortschritte erzielt wurden, ist der Wettbewerb im Erzeugermarkt weitgehend auf fossile Kraftwerke beschränkt (Heinrichs 2013).⁹³ Da der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung erwartungsgemäß weiter steigen wird, sinkt somit in Zukunft auch der rein wettbewerbliche Anteil der Erzeugungskapazitäten im Markt, was in den folgenden Abschnitten und Kapiteln weiter verdeutlicht wird.

6.2.2 Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises

In diesem Abschnitt wird die Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises näher betrachtet sowie der Zusammenhang mit den Modellansätzen dargestellt. Ein Großteil des deutschen Haushaltsstrompreises ist durch Regulierung und staatliche Eingriffe beeinflusst. Nur ein Viertel des Strompreises, nämlich die *Strombeschaffung*, lässt sich auf die weitgehend wettbewerbliche Preisbildung auf dem Stromgroßhandelsmarkt

⁹² Die gemeinsame Preiszone zwischen Deutschland und Österreich steht aktuell aufgrund hoher Reserveanforderung zur Prüfung (Bundesnetzagentur 2015).

⁹³ Erneuerbare-Energien-Anlagen sind weitgehend noch nicht wettbewerblich konkurrenzfähig gegenüber konventionellen Elektrizitätserzeugungsanlagen (vgl. Kost et al. 2013), weshalb sie auf zusätzliche Fördermaßnahmen, wie das EEG, angewiesen sind.

zurückführen (siehe Abbildung 31).⁹⁴ Näher wird die Preisbildung am Großhandelsmarkt für Strom in Abschnitt 6.2.3 beschrieben. Als marktbestimmt können darüber hinaus die Elemente *Vertrieb* sowie *Messung/Betrieb/Abrechnung* angesehen werden (Schiffer 2011), so dass sich 2012 der marktbestimmte Anteil am Haushaltspreis auf insgesamt 34% des Gesamtpreises summierte.

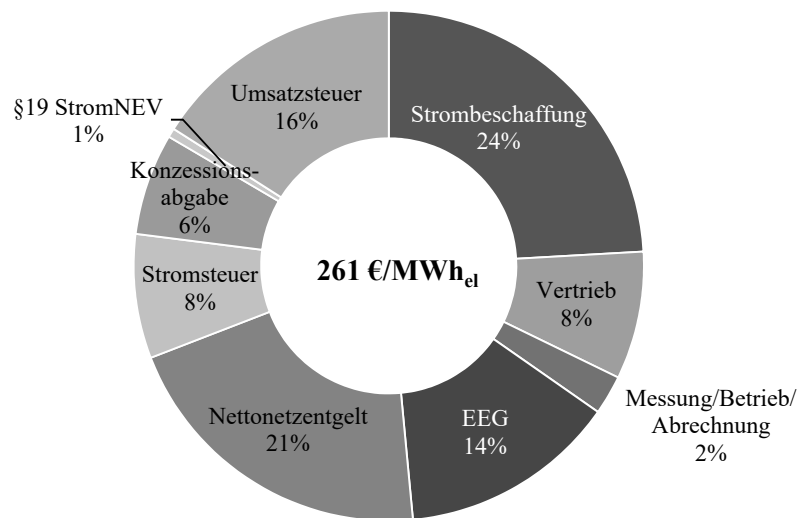


Abbildung 31: Zusammensetzung des durchschnittlichen Haushaltstrompreises 2012⁹⁵

Die Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbare-Energien-Anlagen spiegelt sich insbesondere im EEG-Anteil des Haushaltspreises wider, welcher 2012 14% betrug. Dabei ist zu beachten, dass die Entwicklung des EEG-Anteils nicht nur durch die zukünftige Summe der staatlich festgelegten Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie der Strommenge der umzulegenden Letztverbraucher beeinflusst wird, sondern auch durch die Preisentwicklung an den Großhandelsmärkten. Dies kommt dadurch zustande, dass die umzulegenden Ausgaben für Erneuerbare Energien im Wesentlichen der Differenz aus garantierten Vergütungssätzen und Strompreisen am Großhandelsmarkt entsprechen. Der Fördermechanismus für Erneuerbare-Energien-Anlagen wird detailliert in Kapitel 8 beschrieben.

⁹⁴ Denn selbst wenn die Beschaffung der Elektrizität nicht über den Großhandelsmarkt geschieht, bspw. durch Eigenerzeugung, stellt der Preis am Großhandelsmarkt jeweils die relevante Opportunität dar, die bei der Weitergabe der Kosten an den Verbraucher berücksichtigt werden muss.

⁹⁵ Datenbasis: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2013).

Den zweitgrößten Anteil am Haushaltspreis hat das Nettonetzentgelt mit 21%, über das die anfallenden Kosten des Betriebs, der Erhaltung und der Erweiterung der Stromnetze refinanziert werden (BMWi 2014d).⁹⁶ Aufgrund des Vorliegens eines natürlichen Monopols im Netzbereich werden die Netzentgelte im Rahmen der Anreizregulierung bestimmt und durch die Regulierungsbehörden – in erster Linie der Bundesnetzagentur – überwacht.⁹⁷ In Verbindung mit der erwarteten zukünftigen Entwicklung von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist in Zukunft mit einem gesteigerten Bedarf an Investitionen in die Netzinfrastruktur zu rechnen, welche sich entsprechend auf die Netzentgelte auswirken (Hinz et al. 2014). Dies wird daher näher in Kapitel 9 betrachtet.

Die weiteren Kostenbestandteile umfassen vom Staat erhobene Steuern (Stromsteuer und Umsatzsteuer), Abgaben für die Nutzung öffentlicher Wege (Konzessionsabgabe) sowie staatlich festgelegte Umlagen, wie die KWK-Umlage⁹⁸ oder die Umlage zur Reduzierung von Netzentgelten bei atypischer Verbrauchsstruktur und großen Verbrauchern nach § 19 StromNEV. Diese weiteren Kostenbestandteile summierten sich in 2012 auf einen Anteil von 31% am Haushaltspreis und sind weitgehend unabhängig von der weiteren Entwicklung Erneuerbarer Energien und der Preisbildung an den Stromgroßhandelsmärkten. Die Fortschreibung der sonstigen Kostenbestandteile im Rahmen des herangezogenen Modellansatzes wird ebenfalls im Rahmen des Kapitels 9 beschrieben.

6.2.3 Preisbildung am Day-Ahead-Markt

Nun wird speziell die wettbewerbliche Preisbildung am börslichen Day-Ahead-Markt (auch als Spot-Markt bezeichnet) in Deutschland bzw. Österreich betrachtet. Dieser stellt aufgrund der Transparenz und des Handelsvolumens den Referenzmarkt für Strom dar (Graeber 2014).

Der Day-Ahead-Handel für das deutsch-österreichische Marktgebiet findet täglich an der EPEX mit Sitz in Paris statt. Die Preisbildung basiert dabei auf einem Orderbuch für Stundenkontrakte für den nächsten Tag (EPEX SPOT 2015). Nach Schließung des Orderbuchs wird ein Einheitspreis (Uniform-Pricing) durch das Bilden einer aggregierten Nachfrage- und Angebotskurve auf Basis aller eingegangenen Gebote ermittelt (Genoese 2010).

⁹⁶ Für eine Übersicht zum System der Netzentgelte siehe bspw. Regulatory Assistance Project (2014).

⁹⁷ Die Bestimmung der Netzentgelte ist in der StromNEV und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt.

⁹⁸ In Abbildung 31 ist die KWK-Umlage nicht dargestellt, da diese lediglich 0,02 €/MWh_{el} betrug und daher für weniger als 1 % des Strompreises verantwortlich war.

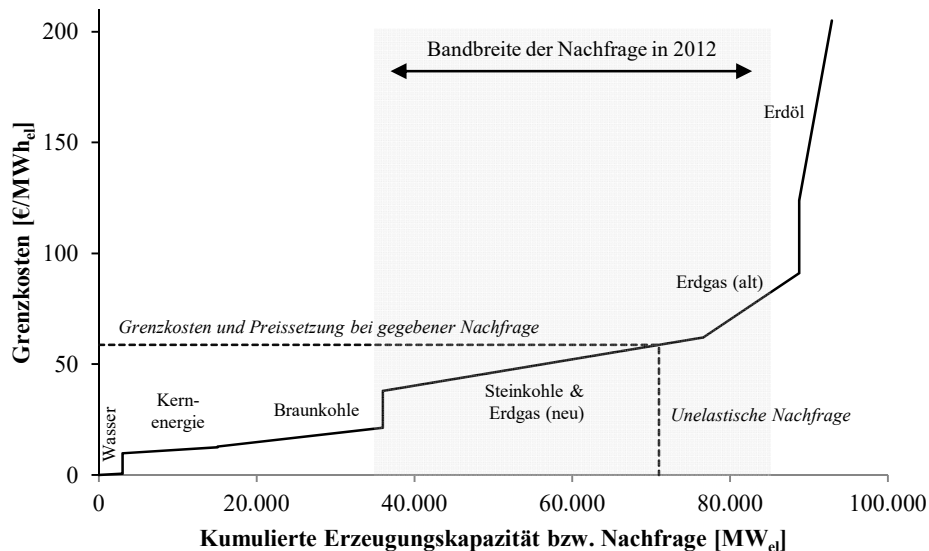


Abbildung 32: Schematische Darstellung der Merit-Order-Kurve für Deutschland⁹⁹

Die grundlegende Funktionsweise der Preisbildung auf dem Day-Ahead-Markt kann mit Hilfe der statischen Merit-Order-Kurve veranschaulicht werden.¹⁰⁰ Unter Annahme eines effizienten Marktes mit vollkommenem Wettbewerb bieten die Erzeuger den Strom zu variablen Grenzkosten an (Möst 2006). Die Grenzkosten der Erzeugungseinheiten sind dabei insbesondere durch die Preise des Primärenergieträgers, des technologiespezifischen Wirkungsgrads sowie von CO₂-Emissionen und Zertifikatspreisen bestimmt. In Abbildung 32 sind die Erzeugungskapazitäten des deutschen Kraftwerksparks geordnet nach den variablen Grenzkosten schematisch für das Jahr 2012 dargestellt (ohne Berücksichtigung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im EEG-Förderregime und Importen). Unter der zusätzlichen Annahme, dass die Stromnachfrage in einem kurzfristigen Zeithorizont unelastisch ist, ergibt sich somit der Einheitspreis an der Strombörse als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve.

Je nach Nachfragesituation setzen so Kraftwerke mit höheren oder niedrigeren Grenzkosten den Preis. Noch nicht in Abbildung 32 berücksichtigt ist die Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Förderregime des EEGs. Da davon ausgegangen werden kann, dass diese keine bzw. nur marginale Grenzkosten aufweisen, führt die Einspeisung von Erneuerbaren Energien zu einer Verschiebung der Merit-Order-Kurve

⁹⁹ In Anlehnung an Möst (2006), S. 28.

¹⁰⁰ In der hier vorgenommenen statischen Betrachtung werden spezifische Eigenschaften von Erzeugungsanlagen, wie Laständerungsgeschwindigkeiten und Anfahrkosten, aber auch die Anlagenverfügbarkeit sowie Stromimporte und -exporte vernachlässigt.

nach rechts. Dies wird als Merit-Order-Effekt (der Erneuerbaren Energien) bezeichnet (Sensfuß et al. 2008) und ist in Abbildung 33 veranschaulicht. Die zusätzliche Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit marginalen Grenzkosten führt so zu einer Preisreduktion am Großhandelsmarkt.¹⁰¹ In umgekehrter Weise führt auch der Kernenergieausstieg zu einer Reduktion der verfügbaren Erzeugungskapazität am unteren Ende der Merit-Order-Kurve, was eine entsprechende preissteigernde Wirkung hervorruft.

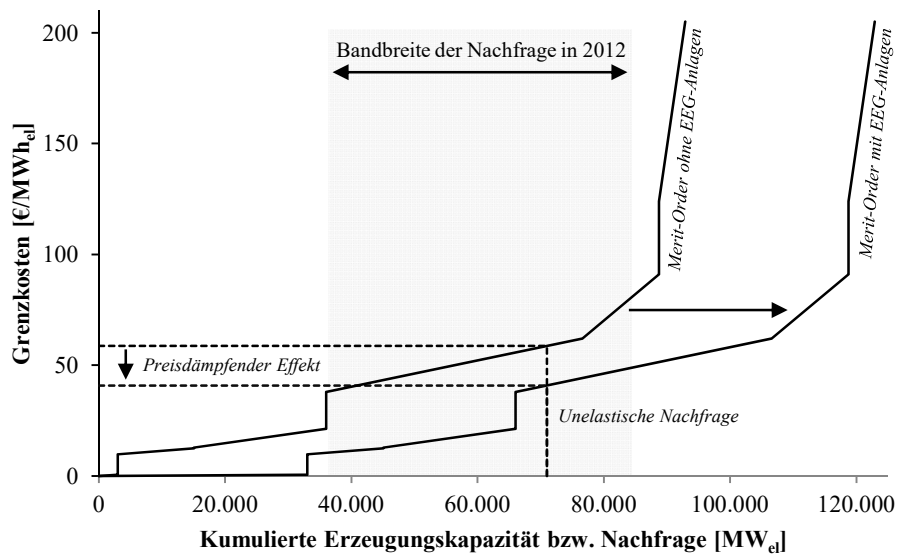


Abbildung 33: Schematische Darstellung des Merit-Order-Effekts durch die Berücksichtigung von EEG-Anlagen für Deutschland

In welcher Größenordnung der preisdämpfende Merit-Order-Effekt auf dem Spot-Markt auftritt, ist insbesondere von der eingespeisten Menge der EEG-Anlagen und der Elastizität der Nachfragefunktion abhängig. Im Extremfall treten sogar negative Preise auf, da Erzeuger aufgrund von Lieferverpflichtungen im Wärmemarkt oder anderen intertemporalen Restriktionen nicht in der Lage sind, die Einspeisung zu reduzieren bzw. auch bei negativen Preisen bereit sind, ihre Leistung anzubieten (Andor et al. 2010) – so ist es beispielsweise für EEG-Anlagen in der Direktvermarktung betriebswirtschaftlich sinnvoll, zu negativen Preisen anzubieten (siehe auch Abschnitt 8.1.2.3).¹⁰²

¹⁰¹ Zu den Auswirkungen der Einspeisung von Erneuerbaren Energie Anlagen siehe auch Paraschiv et al. (2014).

¹⁰² In vorherigen Fassungen des EEG wurde insbesondere der Einspeisevorrang von Erneuerbaren Energien für negative Preise an den Strombörsen verantwortlich gemacht (Andor et al. 2010). Dieser wurde mit der verpflichteten Direktvermarktung für neue Anlagen im EEG-Förderregime bereits revidiert.

6.3 Szenariorechnungen und verwendete Modellansätze

Das Kapitel zeigt bisher, dass sich der Preis für Endverbraucher aus unterschiedlichen Komponenten zusammensetzt, die in abweichendem Maße von der Preisbildung an den Großhandelsmärkten beeinflusst werden. Um dies in den folgenden Szenariorechnungen zu berücksichtigen, wird eine Kopplung von zwei Modellansätzen vorgenommen. Dies ist insbesondere deshalb notwendig, da die Vergütung von Erneuerbare-Energien-Anlagen nur indirekt von dem eben beschriebenen Marktgeschehen am Großhandelsmarkt erfolgt (siehe Abschnitt 8.1.2).

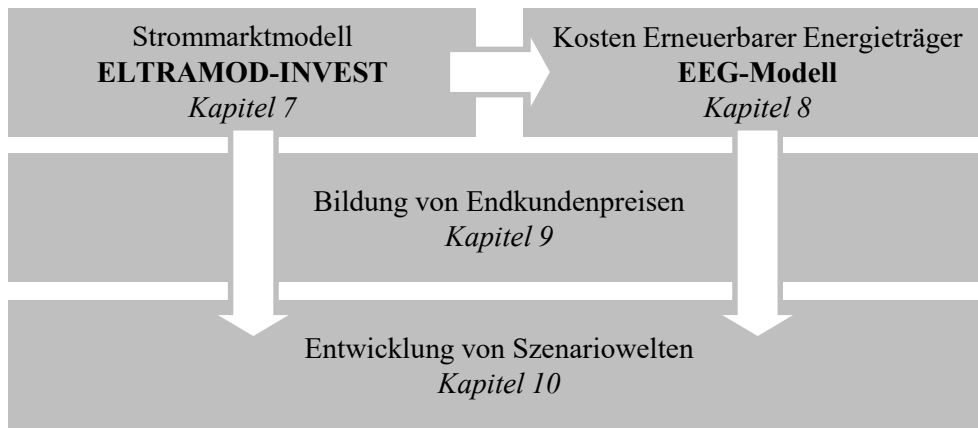


Abbildung 34: Aufbau der folgenden Kapitel

Die im Folgenden verwendeten Modellansätze und die damit durchgeführten Szenariorechnungen unter Berücksichtigung der Akzeptanzfaktoren werden in den nächsten Kapiteln ausführlich beschrieben (siehe Abbildung 34). In Kapitel 7 wird zunächst das Strommarktmodell *ELTRAMOD-INVEST* und dessen Datengrundlage vorgestellt. *ELTRAMOD-INVEST* bildet das Marktgeschehen am eben beschriebenen Day-Ahead-Markt ab und berücksichtigt zudem die Bereitstellung von Kapazitäten am Regelenergiemarkt. Gekoppelt ist das Strommarktmodell *ELTRAMOD-INVEST* an ein Prognosemodell zur Ermittlung der verbraucherseitigen Kosten aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (*EEG-Modell*), welches im darauffolgenden Kapitel 8 dargestellt wird. In Kapitel 9 wird die Ermittlung von Endkundenpreisen unter Einbezug der sonstigen Stromkostenbestandteile in Abhängigkeit eines abweichenden Netzausbau-bedarfs erläutert. In Kapitel 10 werden anschließend die Szenariowelten und Sensitivitäten beschrieben, die für die Berechnung mit den beschriebenen Modellansätzen herangezogen werden, um die Energietransformationspfade entsprechend abzubilden. In den darauffolgenden Kapiteln werden dann die Ergebnisse im letzten inhaltlichen Teilabschnitt aus gesellschaftlicher Perspektive bewertet.

7 STROMMARKTMODELL ELTRAMOD-INVEST¹⁰³

Nachdem im vorherigen Kapitel die Funktionsweise des deutschen Strommarktes skizziert worden ist, wird nun ein Modellansatz präsentiert, welcher das Marktergebnis auf Großhandelsebene abbildet und anschließend für die Berechnung von Energietransformationspfaden verwendet wird. Dazu werden zunächst die Modellstruktur sowie die eigenständig durchgeführten Erweiterungen vorgestellt, z. B. bei der Berücksichtigung von mehrjährigen Entscheidungen. Danach werden grundlegende technische und ökonomische Eingangsdaten dargestellt. Das Kapitel schließt mit einer Validierung des Modells auf Basis von realen Marktdaten sowie einer kritischen Einordnung der Grenzen des Modellansatzes.

7.1 Vorläufermodelle und Einordnung

Das im Folgenden vorgestellte *Electricity Transshipment and Investment Planning Model (ELTRAMOD INVEST)* basiert auf dem Strommarktmodell *ELTRAMOD*, welches am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden entwickelt worden ist (Müller et al. 2013). *ELTRAMOD* dient dazu, Kraftwerkseinsatz- und Investitionsentscheidungen in europäischen Ländern für einzelne, ausgewählte Jahre zu untersuchen. In *ELTRAMOD-INVEST* werden die einzelnen Jahre im Rahmen eines myopischen Ansatzes miteinander verknüpft, dies wird im anschließenden Abschnitt 7.2 näher dargestellt. Um die Möglichkeiten und Restriktionen des verwendeten Modellansatzes von *ELTRAMOD* bzw. *ELTRAMOD-INVEST* aufzuzeigen, wird dieser zunächst hinsichtlich verschiedener Modellklassen eingeordnet.

Zunächst kann *ELTRAMOD-INVEST* auf Basis des untersuchten Zeithorizonts kategorisiert werden, welcher bis 2030 rund 15 Jahre in die Zukunft reicht. Somit ist der Modellansatz in dem Bereich der langfristigen Grundsatz- und Ausbauplanung einzuordnen und von kurzfristigeren Aufgaben abzugrenzen, wie der kurzfristigen Einsatzplanung oder der Lastflussoptimierung (Flechner 1996).

Im Rahmen des langfristigen Planungshorizonts ist die *ELTRAMOD*-Modellfamilie durch einen Fundamentalmodellansatz charakterisiert; dies bedeutet, dass das Marktergebnis auf Basis von grundlegenden Einflüssen berechnet wird, z. B. aufgrund von exogenen Rohstoffpreissignalen, welche nicht durch Marktstrukturen oder Asymmetrien am Markt verzerrt werden. In der Folge eignet sich ein fundamentalanalytischer Ansatz nur, wenn von einem annähernd perfekten Wettbewerb in den untersuchten Märkten

¹⁰³ Ausschnitte dieses Kapitels sind in Schubert und Möst (2015c) veröffentlicht worden.

ausgegangen werden kann. Während ein funktionierender Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt nach der Liberalisierung der europäischen Strommärkte zunächst angezweifelt wurde (Weigt und Hirschhausen 2008; Müsgens 2006), gehen aktuellere Untersuchungen inzwischen von einem wettbewerblichen Umfeld auf dem deutschen Strommarkt aus (Graf und Wozabal 2013) bzw. können eine Ausübung von Marktmacht zumindest nicht feststellen (Möst und Genoese 2009). Dies wird auch durch die in 2009 eingeleitete *Sektorenuntersuchung für den Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmarkt* bestätigt, welche keine systematische und gravierende Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten zur Erhöhung des Preisniveaus nachweisen konnte (Bundeskartellamt 2011). Daher wird im Folgenden von annähernd perfekten Wettbewerbsverhältnissen auf dem deutschen Strommarkt ausgegangen.

Im Rahmen des Fundamentallmodellcharakters ist *ELTRAMOD* als Optimierungsmodell formuliert, was generell als die beste Möglichkeit zur Abbildung von perfekten Wettbewerbssituationen angesehen wird (Ventosa et al. 2005). Das Optimierungsziel von *ELTRAMOD* ist die Minimierung der gesamten Systemkosten, wodurch ein rational handelnder Planer mit vollständigen Informationen unterstellt wird. Dieser Planer verfügt zusätzlich über vollständige Voraussicht hinsichtlich der Entwicklung innerhalb eines Betrachtungsjahres, was Rohstoffpreise, Elektrizitätsnachfrage und Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen umfasst. Somit handelt es sich um einen deterministischen Modellansatz, der von einem stochastischen Ansatz zu unterscheiden ist, welcher auch Unsicherheit in der Entscheidungsfindung berücksichtigt (vgl. Möst und Keles 2010). Durch den Ausbau Erneuerbarer Energien nimmt jedoch die Bedeutung von Unsicherheit auf das Marktergebnis zu, da diese mit zusätzlichen Prognoseunsicherheiten in der Einspeisung verbunden ist (vgl. Hagemann und Weber 2013 oder Selasinsky 2014). Folglich gewinnt die Abbildung stochastischer Prozesse in der Modellierung insbesondere für kurzfristige Preisprognosen an Bedeutung (Ziel et al. 2015). Grundsätzlich sind stochastische Modellierungsansätze auch bei langfristigen Planungsmodellen anwendbar (Möst und Keles 2010), allerdings ist die Bestimmung von alternativen Ausprägungen sowie der damit verbundenen Wahrscheinlichkeit mit zunehmendem Zeithorizont ebenfalls mit steigender Unsicherheit verbunden, was die valide Anwendung stochastischer Ansätze erschwert bzw. für diese Anwendung nicht sinnvoll erscheinen lässt. Um die zukünftige Unsicherheit, z. B. bei der Entwicklung von Rohstoffpreisen, dennoch im Rahmen des deterministischen Ansatzes von *ELTRAMOD* zu berücksichtigen, werden für die untersuchten Transformationspfade zusätzliche Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Weiter lässt sich *ELTRAMOD* aufgrund der prozessorientierten Perspektive der Elektrizitätsbereitstellung aus verschiedenen Erzeugungstechnologien als Bottom-Up-

Modell charakterisieren. Im Gegensatz dazu stehen makroökonomische Top-Down-Modelle, welche durch einen hohen Aggregationsgrad insbesondere für sektorenübergreifende Fragestellungen im Energiesystem eingesetzt werden. Diese sind allerdings in der Regel nicht geeignet, um die technologischen Herausforderungen des Elektrizitätsversorgungssystems im Detail abzubilden (Möst und Fichtner 2009).

Eine weitere Besonderheit bzw. ein charakteristisches Merkmal von Elektrizitätsmarktmodellen stellt die Berücksichtigung der technischen Netzrestriktionen sowie der dazugehörigen Infrastruktur dar. *ELTRAMOD* ist als Transportmodell dafür ausgelegt, die Preisbildung an den kontinentaleuropäischen Strombörsen abzubilden, welche jeweils in Marktzonen stattfindet.¹⁰⁴ Im Rahmen dieses Vorgehens werden einzelne Länder/Marktzonen als aggregierte Knoten dargestellt. Innerhalb dieser Knoten ist der Stromtransport ohne Restriktionen möglich. Der Stromtransport zwischen zwei der Knoten ist durch gerichtete Kapazitätsrestriktionen auf Basis von *Net Transfer Capacities* (NTC)¹⁰⁵ eingeschränkt, um die begrenzte Leistung von Kuppelstellen zweier Länder abzubilden. Detaillierter werden Netzrestriktionen in Lastflussmodellen berücksichtigt, welche die Elektrizitätsflüsse auf Basis der kirchhoffschen Gesetze realitätsnäher abbilden können (Heinrichs 2013). Diese eignen sich besonders, um Netzengpässe zu identifizieren oder Netzausbaumaßnahmen zu berechnen, sie sind allerdings nur bedingt dazu geeignet, das Marktergebnis in den einzelnen Marktzonen darzustellen.

7.2 Berücksichtigung mehrjähriger Entscheidungen

Eine wesentliche Frage beim langfristigen Umbau von Energiesystemen ist: Wann werden welche Kapazitäten benötigt? Diese Frage gilt dabei sowohl für Kraftwerks- als auch für Speicherkapazitäten.¹⁰⁶ Das Grundmodell von *ELTRAMOD* wird zur Analyse einzelner Jahre eingesetzt und eignet sich daher nur mit Einschränkungen für die Abbildung mehrerer zusammenhängender Jahre, welche zur Analyse von Energietransformationspfaden notwendig ist. In der Folge ist eine Erweiterung des Grundmodells von *ELTRAMOD* notwendig. Hierfür kommen grundsätzlich zwei Ansätze in Frage: Der *myopische* Modellansatz oder die Implementierung einer periodenübergreifenden *perfekten Voraussicht*.

¹⁰⁴ Davon ist die Knotenpreisbildung (*Nodal Pricing* bzw. *Locational Marginal Pricing*) zu unterscheiden, die z. B. in einigen US-amerikanischen Bundesstaaten zur Anwendung kommt und deren Einführung auch in einigen europäischen Ländern diskutiert wird (Holmberg und Lazarczyk 2012).

¹⁰⁵ Der NTC-Wert drückt die maximale Übertragungskapazität zwischen zwei Marktgebieten unter Berücksichtigung von Sicherheitsmargen aus.

¹⁰⁶ Die Frage der Kapazitätserweiterung kann sich ebenso auf Netzerweiterungen oder Demand-Side-Management-Maßnahmen beziehen.

Beim *myopischen* Ansatz (auch rekursiv-dynamischer oder Time-Step-Modellierungsansatz genannt) basieren die Entscheidungen auf den jeweils in der einzelnen Periode vorliegenden Informationen. Die in der jeweils betrachteten Periode getroffenen Entscheidungen werden dann wiederum in der nächsten Periode berücksichtigt. Das Optimierungskalkül beschränkt sich somit auf die Summe der Kosten in der jeweiligen Periode unter Berücksichtigung der erweiterten Kapazitäten aus der Vorperiode (siehe Abbildung 35).

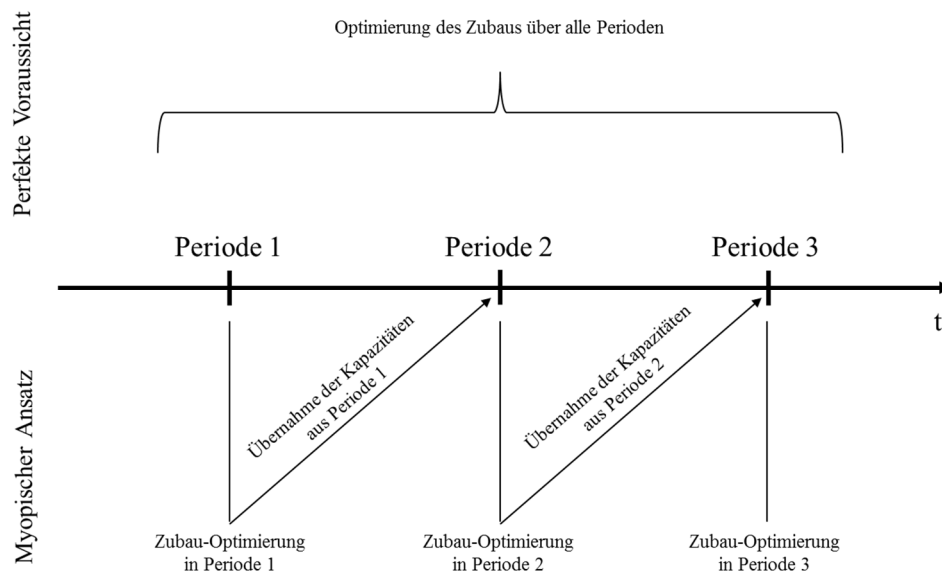


Abbildung 35: Vergleich des myopischen Ansatzes gegenüber der perfekten Voraussicht

Hingegen werden bei der Annahme der *perfekten Voraussicht* die Zubauentscheidungen unter Berücksichtigung der Informationen aus allen Perioden getroffen. Als Optimierungskriterium dienen hier die über alle Perioden aufsummierten Gesamtkosten, welche in der Regel auf das Basisjahr diskontiert werden.

Die Wahl eines der beiden Ansätze hängt maßgeblich von der Fragestellung, der Art der Unsicherheit über zukünftige Veränderungen sowie den Restriktionen hinsichtlich der Problemgröße ab. Typische Anwendungsfälle von myopischen Modellen sind die Analyse von exogenen, schockartigen Veränderungen oder verpassten Möglichkeiten durch die eingeschränkte Voraussicht. Myopische Modelle werden häufig mit dem Argument genutzt, dass diese Entwicklungen in der Realität besser abbilden, da Marktteilnehmer ebenfalls nur über eine eingeschränkte Voraussicht verfügen und in der Folge irreversible Investitionsentscheidungen treffen (Schönfelder et al. 2011), die wiederum

in die Folgeperioden wirken.¹⁰⁷ Auf der anderen Seite wird der beschränkten Voraussicht im myopischen Ansatz eine logische Inkonsistenz vorgeworfen, die darin begründet wird, dass der Modellierer die Zukunft besser vorhersehen kann als es die Marktteilnehmer selbst können (Böhringer 1999). Im Allgemeinen führen Modelle mit einem myopischen Ansatz durch eine verzögerte Systemanpassung zu *Sunk Costs* und somit zu höheren Systemausgaben als Modelle mit perfekter Voraussicht (Schönfelder et al. 2011).

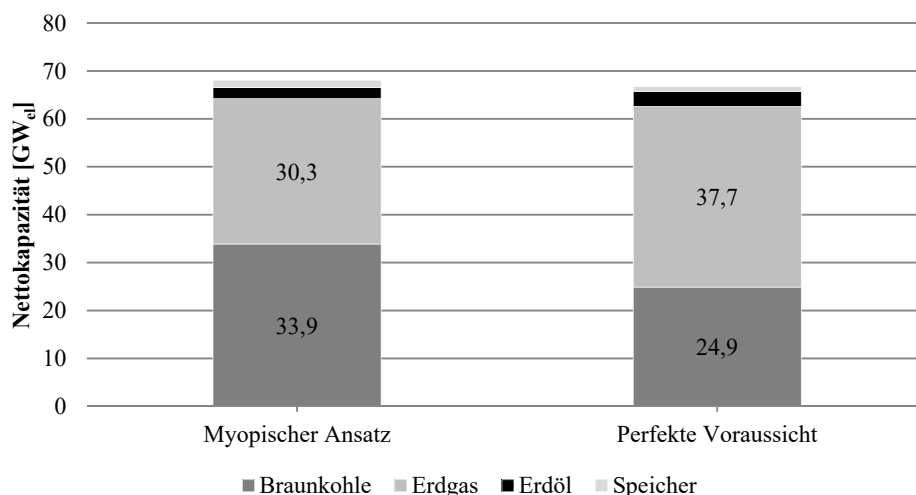


Abbildung 36: Vergleich der Kapazitätsentwicklung von konventionellen Kraftwerken im vereinfachten Modellansatz

Um die Auswirkungen der Wahl des Modellansatzes näher zu betrachten, werden beide Ansätze mit einer vereinfachten Version des nachfolgend vorgestellten Modellansatzes untersucht.¹⁰⁸ Dazu werden für Deutschland drei aufeinander folgende Zeitperioden mit einem exogen vorgegebenen, steigenden Anteil von Erneuerbaren Energien am Nettostromverbrauch untersucht (Periode 1: 40%, Periode 2: 60%, Periode 3: 80%). Dabei werden keine Bestandskraftwerke angenommen, d. h. alle konventionellen Kraftwerke werden endogen im Modell zugebaut (*Greenfield-Ansatz*). Basierend auf diesen Annahmen ist der Zubau von konventionellen Kapazitäten in Abbildung 36 dargestellt. Hieraus geht insbesondere hervor, dass die Kapazität von eher inflexiblen Braunkohlekraftwerken bei perfekter Voraussicht um rd. 9,0 GW_{el} bzw. 27% geringer ist als im myopischen Ansatz. Hingegen steigt die Kapazität von eher flexiblen Gaskraftwerken um rd. 7,4 GW_{el} bzw. 24% bei perfekter Voraussicht über die drei Perioden. In beiden

¹⁰⁷ Vgl. Unruh (2000) zu negativen Auswirkungen von irreversiblen Investitionen.

¹⁰⁸ Die Vereinfachungen beziehen sich insbesondere auf eine Vernachlässigung des internationalen Stromaustausches.

Fällen findet der Kraftwerkszubau jeweils vollständig in der ersten Periode statt; dies liegt darin begründet, dass aufgrund des geringen Anteils von Erneuerbare-Energien-Anlagen die durch konventionelle zu deckende Leistungsspitze in der ersten Periode am höchsten ist.

Trotz der signifikanten Abweichungen im Kraftwerkszubau können jedoch nur geringe Unterschiede bei den gesamten konventionellen Systemkosten festgestellt werden: So belaufen sich die konventionellen Systemkosten im myopischen Ansatz insgesamt auf rd. 62,9 Mrd. €₂₀₁₂ und sind somit rd. 0,6 Mrd. €₂₀₁₂ bzw. 1% höher als im Ansatz mit perfekter Voraussicht. Einen zusätzlichen Einblick in die Funktionsweise beider Ansätze vermittelt die Betrachtung der Systemkosten in den einzelnen Perioden, welche in Abbildung 37 dargestellt ist. In der ersten Periode weist der myopische Ansatz die geringsten Systemkosten aus, da dieser den Zubau lediglich auf Basis der Bedingungen in dieser Periode optimiert. In den nachfolgenden Perioden sind die konventionellen Systemkosten jedoch beim Ansatz mit perfekter Voraussicht geringer. Hier wird ersichtlich, dass bei perfekter Voraussicht bereits die in Zukunft veränderten Marktbedingungen (in Form der Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen) beim Zubau in der ersten Periode antizipiert werden.

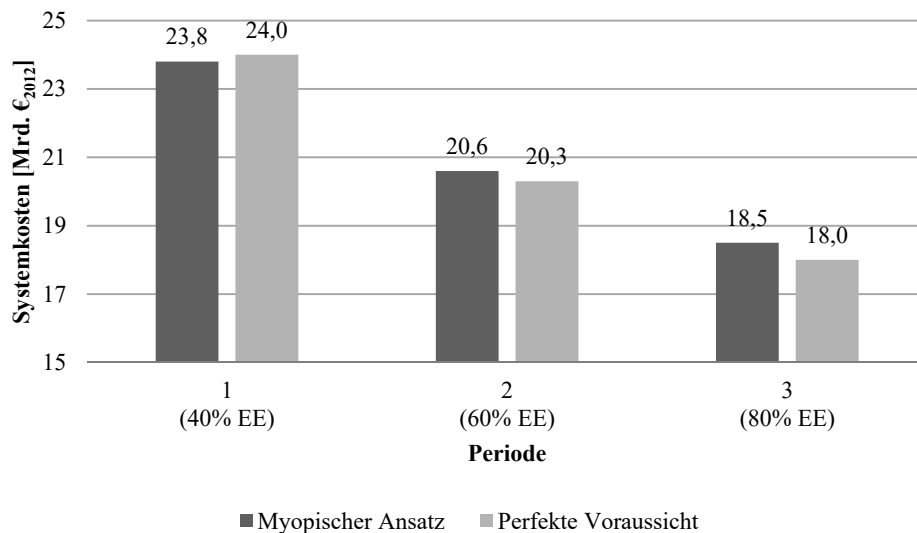


Abbildung 37: Vergleich der Entwicklung der konventionellen Systemkosten in den einzelnen Perioden

Diese vereinfachte Betrachtung beider Modellansätze bestätigt, dass Modelle mit perfekter Voraussicht myopischen Modellen hinsichtlich der gesamten Systemkosten überlegen sind und bei myopischen Modellen *Sunk Costs* durch eine verzögerte Systemanpassung entstehen. Die Höhe der Unterschiede hängt in hohem Maß von den

erwarteten Veränderungen der Rahmenbedingungen über die untersuchten Zeitperioden und den vorgegebenen Freiheitsgraden ab. Bereits im vereinfachten Ansatz mit relativ hohen Freiheitsgraden – bedingt durch den vollständig endogenen Kraftwerkszubau – können lediglich geringe Unterschiede in den über alle Perioden summierten Systemkosten festgestellt werden. Bei der Nutzung eines *Brownfield*-Ansatzes (d. h. die Modellfreiheitsgrade sind durch die bereits existierenden Kraftwerksanlagen eingeschränkt) kann daher davon ausgegangen werden, dass es zu keinen wesentlichen Abweichungen zwischen beiden Modellansätzen kommt – insbesondere im Hinblick auf die Kostenentwicklung.

Bisher wurde gezeigt, dass der myopischer Ansatz sowie der Ansatz mit perfekter Voraussicht Annahmen über die Entwicklung der Zukunft in unterschiedlicher Weise berücksichtigen, um Entscheidungen für die Zukunft zu unterstützen. Je nach Untersuchungsschwerpunkt (auch unter Berücksichtigung der Modellfreiheitsgrade) und der erwarteten Veränderungen der Rahmenbedingungen haben die Ansätze Stärken und Schwächen. Im Folgenden wird für *ELTRAMOD-INVEST* ein myopischer Ansatz zur Entwicklung der Transformationspfade umgesetzt, da zum einen keine großen Abweichungen zum Ansatz mit perfekter Voraussicht erwartet werden und da zum anderen Modelle mit perfekter Voraussicht Nachteile hinsichtlich der Modellgröße und somit auch der Rechenzeit aufweisen.

7.3 Mathematische Beschreibung von ELTRAMOD-INVEST

ELTRAMOD-INVEST ist eine Erweiterung des bestehenden Modellansatzes von *ELTRAMOD*, welcher am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden entwickelt wurde (Müller et al. 2013). Die Erweiterungen umfassen Anpassungen der Grundstruktur, z. B. die Verallgemeinerung der Speichergleichungen, die detailliertere Abbildung der Einspeisung von Erneuerbaren Energien, die Berücksichtigung von endogenen Kraftwerksinvestitionen oder die erweiterte Berücksichtigung von Reserveleistung. Weiter werden in *ELTRAMOD-INVEST* ein myopischer Ansatz zur Abbildung mehrjähriger Entscheidungen sowie zusätzliche Auswertungen für die Abbildung der Akzeptanzfaktoren umgesetzt. Nachfolgend wird die Umsetzung des Modellansatzes in mathematischer Notation entsprechend der Nomenklatur dargestellt, welche der Arbeit vorangestellt ist.

7.3.1 Zielfunktion: Minimierung der jährlichen Systemausgaben

Im Zentrum des Modellansatzes steht die Minimierung der Ausgaben des Elektrizitätsversorgungssystems eines Betrachtungsjahres, die zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage in den jeweiligen Ländern notwendig sind. Im Rahmen des myopischen Ansatzes

wird jedes Jahr einzeln gelöst, d. h. es findet keine Minimierung der Gesamtausgaben über den gesamten Betrachtungszeitraum statt (vgl. Abschnitt 7.2). Die folgenden Terme werden daher ohne Jahresindex y notiert. Die resultierende Zielfunktion in Gleichung 7.1 stellt somit alle entscheidungsrelevanten Ausgaben des Elektrizitätsversorgungssystems der Länder C eines jeden Betrachtungsjahres y isoliert dar.

$$\min \left[\sum_{t \in T} \sum_{p \in P} \left(\begin{array}{l} G_{P,t,p} \cdot c_{op_{t,p}} \\ + LC_{UP_{t,p}} \cdot c_{lc_{up_{t,p}}} \\ + LC_{DOWN_{t,p}} \cdot c_{lc_{down_{t,p}}} \\ + CURTAIL_{t,p} \cdot c_{curt_p} \end{array} \right) + \sum_{p \in P} \left[\begin{array}{l} (cap_p + NEW_CAP_p) \cdot c_{fix_p} \\ + NEW_CAP_p \cdot c_{inv_p} \end{array} \right] + \sum_{t \in T} \sum_{c \in C} \left(\begin{array}{l} EXPORT_{t,c} \cdot c_{trans} \\ + DEM_RED_{t,c} \cdot c_{voll} \\ + DEM_INC_{t,c} \cdot c_{dem} \end{array} \right) \right] \quad 7.1$$

Der erste Summenterm der Zielfunktion umfasst zunächst die variablen Betriebsausgaben $c_{op_{t,p}}$ der Elektrizitätserzeugung $G_{P,t,p}$, welche Brennstoffausgaben, Ausgaben für CO₂-Emissionszertifikate sowie andere variable Ausgabenbestandteile beinhaltet. Weiter werden im ersten Summenterm spezifische Aufwendungen $c_{lc_{up_{t,p}}}$ bzw. $c_{lc_{down_{t,p}}}$ für die Lasterhöhung $LC_{UP_{t,p}}$ bzw. Lastsenkung $LC_{DOWN_{t,p}}$ erfasst, welche die technischen Flexibilitätseigenschaften der Kraftwerke im ökonomischen Sinne nachbilden (vgl. Abschnitt 7.3.2.6). Die letzte Zeile des ersten Summenterms berücksichtigt die Aufwendungen $c_{curt_{t,p}}$, die durch die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen ($CURTAIL_{t,p}$) entstehen,¹⁰⁹ somit kann auch die Vorrangregelung von Strom aus EEG-Anlagen im Modell abgebildet werden.

Im zweiten Summenterm sind die jährlichen fixen Aufwendungen für die Kraftwerksanlagen c_{fix_p} sowohl für bestehende Kraftwerke cap_p als auch für endogene Kraftwerkszubauten NEW_CAP_p abgebildet. Daneben sind die Amortisationszahlungen c_{inv_p} für die endogenen Kraftwerkszubauten im zweiten Summenterm dargestellt. Im letzten Summenterm sind Ausgaben c_{trans} für den länderübergreifenden Elektrizitäts-transport ($EXPORT_{t,c}$), spezifische Ausgaben (c_{voll}) für die Reduktion der exogen vorgegebenen Nachfrage $DEM_RED_{t,c}$, die durch die erzwungene Abschaltung von Verbrauchern entstehen, sowie Ausgaben (c_{dem}) durch die Erhöhung der Nachfrage

¹⁰⁹ Unter Abregelung wird eine Reduktion der maximal möglichen Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen verstanden. Zur energiewirtschaftlichen Bedeutung der Vorrangregelung und Abregelung siehe bspw. Müller et al. (2013).

$DEM_INC_{t,c}$ abgebildet. Die letzten beiden Ausgabenbestandteile für eine endogene Lastabschaltung ($DEM_RED_{t,c}$) sowie eine Lasterhöhung ($DEM_INC_{t,c}$) garantieren die Lösbarkeit des Modells und sind an dieser Stelle ohne praktische, energiewirtschaftliche Relevanz.¹¹⁰

7.3.2 Nebenbedingungen

Die im Folgenden vorgestellten Nebenbedingungen dienen zur Abbildung der technischen, ökonomischen und regulatorischen Restriktionen des Elektrizitätsversorgungssystems. Die Herausforderung bei der Integration der Restriktionen besteht in der Abwägung zwischen einer möglichst genauen Abbildung der Realität und der Berücksichtigung der Grenzen des gewählten Modellansatzes, die sich beispielsweise aus der Linearitätsbedingung der Gleichungen oder der Modellgröße ergeben (Rosen 2008).

7.3.2.1 Strombilanz

In einem funktionierenden Elektrizitätssystem müssen Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Im Modellansatz wird dies durch die Strombilanz für jede Stunde t und jedes betrachtete Land c abgebildet.

$$\begin{aligned}
 & demand_{t,c} + \sum_{cc \in C} EXPORT_{t,c,cc} + \sum_{p \in P_c} (PUMP_{t,p}) + DEM_INC_{t,c} \\
 &= \sum_{p \in P_c} (G_P_{t,p}) + DEM_RED_{t,c} + \sum_{cc \in C} IMPORT_{t,c,cc}
 \end{aligned}
 \tag{7.2}$$

$\forall t \in T; \forall c \in C$

Die linke Seite der Strombilanzgleichung 7.2 eines Landes c umfasst die exogen vorgegebene Nachfrage $demand_{t,c}$, die Summe der Stromexporte $EXPORT_{t,c,cc}$ des Landes, die Speicherung von elektrischer Energie innerhalb des Landes $PUMP_{t,p}$, z. B. beim Pumpvorgang eines Pumpspeicherkraftwerks (PSP), sowie die endogene Erhöhung der Nachfrage $DEM_INC_{t,c}$. Diese müssen der Summe der erzeugten Elektrizitätsmenge $G_P_{t,p}$, der Reduktion der Nachfrage durch Abschaltungen $DEM_RED_{t,c}$ sowie der Summe der Elektrizitätsimporte $IMPORT_{t,c,cc}$ ¹¹¹ eines jeden Landes entsprechen.

¹¹⁰ Grundsätzlich ist eine Abschaltung von Last gegen Entschädigungszahlungen durchaus möglich, dies setzt jedoch eine vertragliche Regelung vorab voraus. Vertragliche Regelungen zur Lastabschaltung werden im Modellansatz jedoch als virtuelles Kraftwerk mit variablen Ausgaben in Höhe der Entschädigungszahlungen berücksichtigt.

¹¹¹ In der Modellumsetzung in GAMS existiert lediglich die Export-Variable, die entsprechend auch die Importe darstellen kann.

7.3.2.2 Beschränkung des Elektrizitätsaustausches

In *ELTRAMOD-INVEST* werden die transnationalen Elektrizitätsaustauschbeziehungen durch die Kapazität von Kuppelstellen berücksichtigt. Konkret bedeutet dies, dass der Export von Elektrizität von Land c nach Land cc durch die zeitabhängige Transportkapazität $ntc_{t,c,cc}$ der Kuppelstelle(n) beschränkt ist.¹¹² Die Restriktion ist in Gleichung 7.3 dargestellt und muss in jeder Stunde für jede Länderkombination aus c und cc erfüllt sein. Die Gleichung kann somit als exogen vorgegebene obere Schranke der Variable $EXPORT_{t,c,cc}$ verstanden werden.

$$\begin{aligned} EXPORT_{t,c,cc} &\leq ntc_{t,c,cc} \\ \forall t \in T; \forall c \in C; \forall cc \in C \end{aligned} \quad 7.3$$

Aufwendungen für den länderübergreifenden Transport werden in der Zielfunktion in Form eines *Briefmarkensystems* berücksichtigt (Fahl 2004). Dies bedeutet, dass jede zwischen zwei Ländern transportierte Einheit Strom mit Aufwendungen in Höhe von c_trans verbunden ist (siehe Zielfunktion 7.1).¹¹³

7.3.2.3 Beschränkung der Elektrizitätserzeugung

Die Elektrizitätserzeugung $G_{P_{t,p}}$ ist für flexibel steuerbare Anlagen ($p \in P_{nonfluct}$) lediglich hinsichtlich der bestehenden Kapazitäten cap_p und endogen installierter Kapazitäten NEW_CAP_p beschränkt, welche jeweils mit einem Verfügbarkeitsfaktor $avail_p$ multipliziert werden (vgl. Gleichung 7.4). Ein Verfügbarkeitsfaktor kleiner eins repräsentiert im Modell planmäßige Produktionsstillstände von Kraftwerksanlagen, z. B. aufgrund von Revisions- und Wartungsarbeiten. Die Vorhaltung von Reserveleistung für unplanmäßige Kraftwerksausfälle wird davon separat in Abschnitt 7.3.2.10 berücksichtigt.

$$\begin{aligned} G_{P_{t,p}} &\leq (cap_p + NEW_CAP_p) \cdot avail_p \\ \forall t \in T; \forall p \in P_{nonfluct} \end{aligned} \quad 7.4$$

Für Anlagen mit einem zeitlich bedingten bzw. fluktuierenden Einspeiseprofil, z. B. PV- oder Windkraftanlagen, gilt Gleichung 7.5. In der Gleichung ist ein stündlicher Verfügbarkeitsfaktor $avail_fluct_{t,p}$ berücksichtigt, der die in jeder Stunde zur Verfügung

¹¹² Zur Berechnung der NTC-Werte siehe bspw. Dieckmann (2008).

¹¹³ Durch die Integration von europäischen Stromhandelsplätzen in Form des *Market Couplings* wird davon ausgegangen, dass die Aufwendungen in Zukunft entfallen (vgl. Abschnitt 7.4.6).

stehende Einspeisemenge aus Erneuerbare-Energien-Anlagen mit fluktuierendem Einspeiseprofil beschränkt. Die Beschränkung wirkt dadurch, dass die Variable $CURTAIL_{t,p}$ als positive Variable definiert ist, welche die Differenz zwischen maximal möglicher und tatsächlicher Produktionsmenge beschreibt und auch als Abregelung der Anlagen interpretiert werden kann. Um die Vorrangregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen abbilden zu können (Andor et al. 2010), wird die Variable $CURTAIL_{t,p}$ in der Zielfunktion mit Kompensationszahlungen bzw. Opportunitäten belegt. Die Umsetzung weicht von der Grundversion von *ELTRAMOD* ab, welche die fluktuierende Einspeisung in Form der Residuallast (Last abzgl. Einspeisung Erneuerbarer Energien) exogen vorgibt (Müller et al. 2013). Der hier gewählte Ansatz kommt dem weiter entwickelten Marktverständnis von Erneuerbare-Energien-Anlagen entgegen, wonach mit der seit dem EEG 2014 verpflichtenden Direktvermarktung nicht mehr jede produzierte Energiemenge durch das Stromversorgungssystem aufgenommen werden muss (Abschnitt 8.1.2.3).

$$CURTAIL_{t,p} = (cap_p + NEW_CAP_p) \cdot avail_fluct_{t,p} - G_P_{t,p}$$

$$\forall t \in T; \forall p \in P_{fluct}$$

7.5

7.3.2.4 Beschränkung des Anlagenzubaus

Im Modell wird der maximal mögliche Zubau von Anlagen in einer Periode durch die Gleichung 7.6 beschränkt. Diese soll insbesondere technisch nicht umsetzbare Zubauraten vermeiden, die aufgrund von Flächenrestriktion oder mangelnden Produktionskapazitäten auftreten können. Zusätzlich werden durch die Restriktion mögliche Auswirkungen des *Penny-Switching*-Effekts begrenzt. Dieser Effekt ist besonders bei linearen Optimierungsproblemen zu beobachten und beschreibt die extreme Änderung des Ergebnisses, z. B. hinsichtlich des endogenen Kraftwerkszubaus, aufgrund marginaler Kostenunterschiede (Ehlers 2011).

$$NEW_CAP_p \leq new_cap_rest_p$$

$$\forall p \in P$$

7.6

7.3.2.5 Integration von Ausbauzielen für Erneuerbare Energien

Um im Falle eines endogen bestimmten Kraftwerkszubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen vorgegebene Ausbauziele zu erreichen, wird zusätzlich Gleichung 7.7 in das Modell integriert. Diese stellt die Erreichung eines Erneuerbare-Energien-Ziels $renew_target_c$ am Nettostromverbrauch ($demand_{t,c}$) sicher.

$$\sum_{p \in P_{ren,c}} \sum_{t \in T} G_{P_{t,p}} \leq \text{renew_target}_c \cdot \sum_{t \in T} \text{demand}_{t,c} \quad 7.7$$

$$\forall c \in C$$

7.3.2.6 Abbildung von Laständerungen

Die Flexibilität von Erzeugungsanlagen unterscheidet sich in Abhängigkeit der Erzeugungstechnologie deutlich und drückt sich in technologietypischen Fahrweisen aus, so können insbesondere typische Grundlastkraftwerke, wie Braunkohlekraftwerke, die Last nicht beliebig schnell erhöhen und reduzieren. In zeitlich höher aufgelösten Modellen kann dies beispielsweise über Laständerungsgeschwindigkeiten implementiert werden. Um die technologietypische Fahrweise von Erzeugungsanlagen im Modellansatz von *ELTRAMOD* zu berücksichtigen, werden hingegen Laständerungen mit kalkulatorischen Aufwendungen beaufschlagt, welche die Flexibilität der jeweiligen Anlage einschränkt (Enzensberger 2003). Zur Berechnung der Laständerung werden die beiden positiven Variablen $LC_UP_{t,p}$ und $LC_DOWN_{t,p}$ in Gleichung 7.8 herangezogen (vgl. Heinrichs 2013). Diese sind in der Zielfunktion mit entsprechenden kalkulatorischen Aufwendungen bewertet.

$$LC_UP_{t,p} - LC_DOWN_{t,p} = G_{P_{t+1,p}} - G_{P_{t,p}} \quad 7.8$$

$$\forall p \in P_{nonfluct}$$

7.3.2.7 Abbildung von Speichern

Speicher haben zwei Rollen im Energiesystem und in der Modellabbildung: Sie agieren einerseits als Stromverbraucher, indem sie Elektrizität zur Speicherung aufnehmen, und andererseits als Stromerzeuger, wenn sie gespeicherte Energie wieder freigeben. Die erste Rolle, die Einspeicherung (z. B. der Pumpprozess bei Pumpspeicherkraftwerken), ist über die speicherspezifische Variable $PUMP_{p,t}$ dargestellt. Die zweite Rolle, die Strombereitstellung, wird analog zu den anderen Erzeugungsanlagen über die Variable $G_{P_{p,t}}$ abgebildet. Das Bindeglied zwischen beiden Rollen stellt die Speichergleichung 7.9 dar, welche den Speicherfüllstand $SL_{t,p}$ in t in Abhängigkeit des Speicherfüllstands der Vorperiode ($SL_{t-1,p}$) sowie der Einspeicherung $PUMP_{p,t}$ – unter der Berücksichtigung des spezifischen Speicherwirkungsgrades η_p – und der Stromerzeugung $G_{P_{p,t}}$ berechnet.

$$SL_{t,p} = SL_{t-1,p} - G_{P_{p,t}} + PUMP_{t,p} \cdot \eta_p$$

$$\forall t \in T; \forall p \in P_{stor}$$

7.9

Da alle Variablen als positive Variablen im Modell definiert sind, wird einerseits durch die Speichergleichung die Variable $G_{P_{p,t}}$ durch den Speicherfüllstand der Vorperiode $SL_{t-1,p}$ beschränkt, damit nicht mehr produziert werden kann, als zuvor eingespeichert wurde; andererseits wird gewährleistet, dass Elektrizität nicht über den maximalen Speicherfüllstand hinaus eingespeichert ($PUMP_{p,t}$) werden kann. Damit die Speichergleichung als entsprechende Restriktion wirkt, sind sowohl der maximale Speicherfüllstand als auch die maximale Einspeicherleistung bzw. Pumpleistung in Abhängigkeit eines endogenen Speicherzubaues zu definieren, was in Gleichung 7.10 und 7.11 erfolgt.

$$SL_{t,p} \leq maxsl_p + NEW_CAP_p \cdot sl_fact_p$$

$$\forall t \in T; \forall p \in P_{stor}$$

7.10

$$PUMP_{t,p} \leq maxpump_p + NEW_CAP_p \cdot pump_fact_p$$

$$\forall t \in T; \forall p \in P_{stor}$$

7.11

7.3.2.8 Abbildung von Wasserkraftwerken

Neben Pumpspeicherkraftwerken, die zuvor als Speicher beschrieben wurden, werden im Modell weitere Wasserkraftwerke in Form von Laufwasser- und Speicherseerkraftwerken berücksichtigt. Laufwasserkraftwerke sind als Anlagen mit fluktuierendem Einspeiseprofil entsprechend der Gleichung 7.5 implementiert. Die Abbildung der Elektrizitätserzeugung aus Speicherseen erfolgt im Modellansatz vereinfachend über eine Beschränkung der maximalen Jahresbenutzungsstunden $flh_reservoir_p$ der installierten Kapazität cap_p .

Von einer detaillierteren Abbildung der häufig komplexen Kaskadenstruktur von Wasserkraftwerken wird aufgrund der geringen Bedeutung der Wasserkraft in Deutschland (siehe Abschnitt 7.4.2.2) im gewählten Modellansatz abgesehen.¹¹⁴ Die Gleichung 7.12 ist abweichend zu der Speichergleichung auf die exogen vorgegebene Leistung der Anlagen beschränkt, da kein endogener Zubau von Speicherseerkraftwerken vorgesehen ist.

¹¹⁴ Für einen detaillierten Ansatz zur Abbildung von Wasserkraft siehe Möst (2006).

$$\sum_{t \in T} G_{P,t,p} \leq cap_p \cdot flh_reservoir_p$$

$$\forall p \in P_{reservoir}$$

7.12

7.3.2.9 Abbildung von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung

Zwar steht der Wärmemarkt nicht im Fokus der Modellbetrachtung, allerdings beschränkt die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) die Flexibilität der Stromerzeugungskapazität, sofern eine Verpflichtung bzw. Notwendigkeit zur Wärmebereitstellung, z. B. in Fernwärmenetzen, besteht. Die Bedeutung wird daran deutlich, dass in 2012 bereits knapp die Hälfte der konventionellen Kraftwerke über die Möglichkeit verfügte, Wärmeleistung auszukoppeln und in der Summe 16% der deutschen Nettostromerzeugung in Kombination mit Wärme erzeugt worden sind (BMWi 2014d).

$$G_{P,t,p} \geq \frac{dem_heat_{t,c} \cdot (cap_p + NEW_CAP_p)}{p2h_coeff_p}$$

$$\forall t \in T; \forall p \in P_{chp,c}$$

7.13

Die Abbildung dieser Inflexibilität aus KWK wird in Form einer Mindestlastanforderung vorgenommen. Dabei wird für die Modellabbildung vereinfachend angenommen, dass alle KWK-Anlagen nur einen Freiheitsgrad besitzen. Das bedeutet, dass das Verhältnis aus elektrischer Leistung und Wärmeleistung (Stromkennzahl) für jeden Betriebszustand der Anlage fixiert ist (Voß 2001).¹¹⁵ So ergibt sich aus Gleichung 7.13 die Anforderung, dass KWK-Anlagen in Abhängigkeit eines stündlichen, länderspezifischen Wärmebedarfsfaktors $dem_heat_{t,c}$, der Kraftwerksleistung sowie entsprechend einer anlagen-spezifischen Stromkennzahl $p2h_coeff_p$ elektrische Leistung zur Verfügung stellen müssen.

7.3.2.10 Abbildung von Reservekapazität

Der Markt für Regelleistung bzw. Reservekapazität stellt einen Teilmarkt im Elektrizitätsversorgungssystem dar, der zur Sicherung der Systemstabilität notwendig ist (vgl. Abschnitt 6.2.1). Nach Rosen (2008) sind dabei zwei Anforderungen an die Stromversorgung für den Reservebedarf verantwortlich: Zum einen ist im System ausreichend Kapazität zur Spitzenlastdeckung bereitzustellen, welche nur in wenigen Stunden eines

¹¹⁵ In der Realität trifft dies nur auf einen Teil der KWK-Anlagen zu, somit führt diese Annahme im Rahmen der Modellbildung zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Flexibilität von KWK-Anlagen.

Jahres auftritt. Zum anderen ist es erforderlich, dass ausreichend Leistung zur Verfügung steht, die kurzfristig mögliche Kraftwerksausfälle sowie Prognoseabweichungen ausgleichen kann. Eine detaillierte Abbildung der Märkte für Reserveleistung erscheint für die Zielstellung eines langfristigen Planungsmodells in Relation der zusätzlichen Komplexität und Rechenleistung nicht zielführend. Als Kompromiss wird daher für das langfristig ausgerichtete Elektrizitätsmarktmodell *ELTRAMOD-INVEST* eine vereinfachte Abbildung gewählt, die in der Lage ist, notwendige Reservekapazitäten zu berücksichtigen, ohne das Marktergebnis des Regelenenergiemarkts im Detail abzubilden. So wird im Modellansatz von *ELTRAMOD-INVEST* zunächst der Verfügbarkeitsfaktor $avail_p$ berücksichtigt, welcher als einfachste Form zur Abbildung von Reserveleistungsanforderungen verstanden werden kann (Möst 2006, S. 91). Der Verfügbarkeitsfaktor wird im Modell allerdings verwendet, wie bereits in Abschnitt 7.3.2.3 beschrieben, um geplante Nichtverfügbarkeiten (z. B. aufgrund von Revisionen) zu berücksichtigen, und nicht, um ungeplante Ereignisse (z. B. Kraftwerksausfälle oder Prognosefehler) auszugleichen.

Daher werden zusätzliche Nebenbedingungen implementiert, welche die Verfügbarkeit von steuerbaren Erzeugungseinheiten gewährleisten, um bei Bedarf auch ungeplante Ereignisse ausgleichen zu können. Der positive und negative Reservebedarf¹¹⁶ $RESERVE_c$ wird dazu zunächst in Abhängigkeit der maximalen Last $maxload_c$ sowie der Leistung von fluktuierend einspeisenden Erzeugungsanlagen für jedes Land c mit Hilfe von Gleichung 7.14 bestimmt. Hierbei werden die Faktoren res_load_fact bzw. res_fluct_fact genutzt, um den Reservebedarf in Relation zur Maximallast bzw. zur installierten Leistung von fluktuierend einspeisenden Erzeugungsanlagen zu ermitteln.

$$RESERVE_c = \left[\begin{array}{c} res_load_fact \cdot maxload_c \\ + res_fluct_fact \sum_{p \in P_{fluct,c}} [(cap_p + NEW_CAP_p) \cdot avail_p] \end{array} \right] \quad 7.14$$

$$\forall c \in C$$

Darauf aufbauend wird die negative Reservevorhaltung, also die Möglichkeit kurzfristig Last zu reduzieren, im Umfang des ermittelten Reservebedarfs $RESERVE_c$ im Modell durch Gleichung 7.15 sichergestellt (Hirth 2013). Der Reservebedarf kann dabei nur

¹¹⁶ Positive Reservekapazität wird benötigt, um Leistungsdefizite durch zusätzliche Erzeugung oder reduzierte Nachfrage auszugleichen. Negative Reservekapazität wird zum Ausgleich von Leistungsüberschüssen benötigt, welche durch Leistungsreduktion bzw. Nachfrageerhöhung erfolgen kann.

durch Anlagen bereitgestellt werden, welche kurzfristig in der Lage sind, die Last zu reduzieren. Bei Anlagen mit KWK ist zu beachten, dass diese ihre Last nur bis zu ihrer Verpflichtung aus der Wärmebereitstellung reduzieren können, dies ist im zweiten Summenterm analog zu Gleichung 7.13 abgebildet. Zusätzlich können auch Speicher die Bereitstellung von negativer Reserveleistung übernehmen, sofern diese nicht bereits für die Einspeicherung von elektrischer Energie vorgesehen sind (vgl. dritter Summenterm in Analogie zu Gleichung 7.11).¹¹⁷

$$\begin{aligned}
 & RESERVE_c \\
 & \leq \left[\sum_{p \in P_{nchp,nres,c}} G_{p,t} + \sum_{p \in P_{chp,nres,c}} \left[G_{p,t} - \frac{dem_heat_{t,c} \cdot (cap_p + NEW_CAP_p)}{p2h_coeff_p} \right] \right. \\
 & \quad \left. + \sum_{p \in P_{stor}} (maxpump_p + NEW_CAP_p \cdot pump_fact_p) - PUMP_p \right] \\
 & \forall c \in C; \forall t \in T
 \end{aligned}
 \tag{7.15}$$

Die positive Reservevorhaltung, also die Möglichkeit bei Prognoseabweichungen kurzfristig Last zur Verfügung zu stellen, wird durch Gleichung 7.16 gewährleistet. Diese verlangt, dass kurzfristig steuerbare Kapazitäten im Umfang des Reservebedarfs $RESERVE_c$ zurückgehalten werden.¹¹⁸ Um sicherzustellen, dass lediglich kurzfristig steuerbare Kapazitäten für die Reservevorhaltung herangezogen werden, z. B. Gaskraftwerke oder PSP, ist die positive Reservevorhaltung auf die Kraftwerke $P_{pres,c}$ beschränkt.

$$\begin{aligned}
 & RESERVE_c \leq \sum_{p \in P_{pres,c}} [(cap_p + NEW_CAP_p) \cdot avail_p - G_{p,t}] \\
 & \forall c \in C; \forall t \in T
 \end{aligned}
 \tag{7.16}$$

Insgesamt erlaubt der verwendete Ansatz die Abbildung der erforderlichen Reservekapazitäten im Umfang aller Regelenenergiearten (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung), auch wenn nicht die spezifischen Charakteristika der einzelnen Regelenenergiearten sowie die jeweiligen Marktergebnisse im Modell berücksichtigt werden.

¹¹⁷ In der Realität ist zu beachten, dass die Bereitstellung nur möglich ist, insofern das Speichervolumen nicht ausgeschöpft ist. Dies wird im Rahmen der Modellbildung vernachlässigt.

¹¹⁸ Grundsätzlich ist das Vorgehen daher analog zur Integration eines Reservefaktors zu sehen.

7.4 Übersicht über Datengrundlagen

Da Eingangsdaten wesentlichen Einfluss auf die Modellergebnisse haben, wird in diesem Abschnitt ein Überblick über die Datengrundlage und deren Quellen gegeben. Die Basis hierfür sind zunächst die geografische Einordnung, der jeweilige Detaillierungsgrad und der zeitliche Horizont. Der geografische Fokus in den Modellrechnungen liegt auf Deutschland sowie den angrenzenden Ländern (siehe Abbildung 38). Für Deutschland wird sowohl der Kraftwerksausbau als auch -einsatz endogen im Modell ermittelt. Bei den angrenzenden Ländern wird der Kraftwerksausbau hingegen exogen vorgegeben und lediglich der Kraftwerkseinsatz endogen berechnet. Der Stromaustausch mit anderen Ländern, dessen Kraftwerkseinsatz nicht im Modell ermittelt wird (z. B. Italien oder Großbritannien), geht zudem als exogene Größe in das Modell ein (vgl. Abschnitt 7.4.5).

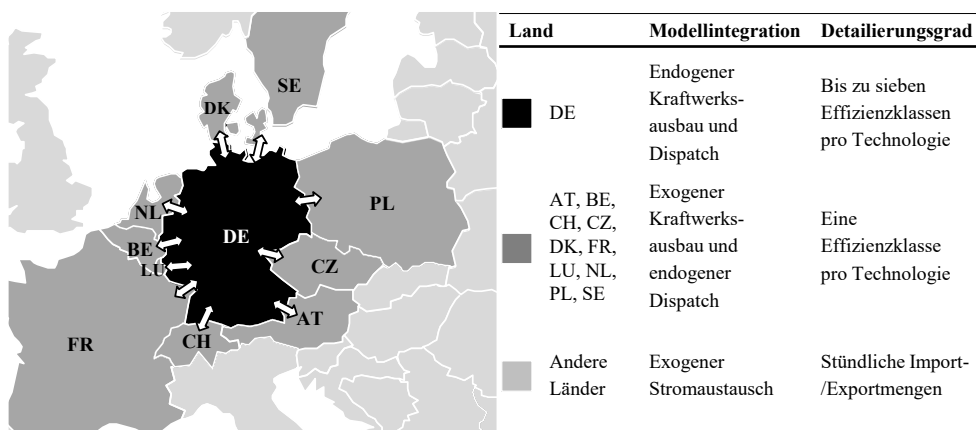


Abbildung 38: Geografischer Fokus von ELTRAMOD-INVEST

Der zeitliche Horizont des Modellansatzes wird durchgängig in der Arbeit auf das Jahr 2030 gelegt (vgl. Abschnitt 2.1). Um die Entwicklung bis dahin darstellen zu können, werden die Modellrechnungen im Rahmen des myopischen Ansatzes für das Basisjahr 2012, das Jahr 2015 und anschließend in Fünfjahresschritten (Stichjahre) bis 2030 durchgeführt. In den nachfolgenden Abschnitten werden die wesentlichen technischen und ökonomischen Eingangsparameter für das Basisjahr sowie die nachfolgenden Stichjahre vorgestellt.

7.4.1 Preisbasis und Inflationsrate

Um die Vergleichbarkeit zwischen den Jahren zu gewährleisten, werden alle Ausgaben und Preise auf das Basisjahr 2012 inflationsbereinigt (vgl. Mankiw 2014).¹¹⁹ In der Folge

¹¹⁹ Zu Problemen der Inflationsmessung siehe bspw. Joskow (1957) oder Boskin et al. (1998).

sind alle angegebenen Preise als Realpreise zu verstehen, sofern dies nicht gesondert gekennzeichnet ist. Zur Anpassung von Preisreihen an das Basisjahr wird häufig ein Anstieg von 2,0% des harmonisierten Verbraucherpreisindexes als Inflationsrate angenommen, da dieser seit 1998 als Definitionsgrundlage der Preisstabilität für das Euro-Währungsgebiet gilt (Statistisches Bundesamt 2015b). Die historischen jährlichen Veränderungsrate des Verbraucherpreisindexes der letzten fünf Jahre (2009–2014) zeigen jedoch, dass die Inflation in Deutschland lediglich bei 1,5% lag (Statistisches Bundesamt 2015b). Um Preise mit einer von dem Jahr 2012 abweichenden Basis anzupassen, wird daher im Folgenden die historische Inflationsrate von 1,5% verwendet,

7.4.2 Kraftwerkspark

7.4.2.1 Konventionelle Kraftwerke in Deutschland

Der für die Modellrechnungen hinterlegte Kraftwerkspark in Deutschland basiert auf der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft an der TU Dresden, deren Datengrundlage auf öffentlichen Quellen basiert. Die mit Nettoleistung, Inbetriebnahmejahr und Wirkungsgrad einzeln hinterlegten Kraftwerksblöcke werden zu Gunsten der Modellgröße in sieben Effizienzklassen pro Technologie aggregiert. Für die Fortentwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland wird mit Ausnahme der PSP und der Kernkraftwerke angenommen, dass die Kraftwerke fünf Jahre nach der wirtschaftlichen Lebensdauer vom Netz genommen werden.¹²⁰ Bei PSP wird angenommen, dass diese unabhängig von der erwarteten Lebensdauer bis 2030 weiterbetrieben werden;¹²¹ da diese in der Regel weit über die geplante technische Lebensdauer instand gehalten werden können.¹²² Für Kernkraftwerke wird im Referenzszenario das Ende der Betriebserlaubnis gemäß § 7 Abs. 1 Atomgesetz (AtG) berücksichtigt, demnach endet die Betriebserlaubnis des letzten Kernkraftwerks in Deutschland am 31.12.2022. Kraftwerksneubauten werden nach der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur berücksichtigt (Bundesnetzagentur 2014), sofern diese sich bereits in der Bauphase befinden. Weitere Kraftwerkszubauten sind endogen im Modell berücksichtigt.

Die hieraus abgeleitete Entwicklung der deutschen Stromerzeugungskapazität des konventionellen Kraftwerksparks ist für den Referenzfall in Abbildung 39 ohne

¹²⁰ Es wird von einer längeren technischen Lebensdauer ausgegangen, da hier die kalkulatorische wirtschaftliche Lebensdauer auf Basis konservativer Schätzungen vergleichsweise niedrig angesetzt wird. So ist beispielsweise bei Prognos (2011) die angenommene technische Lebensdauer für alle Technologien mindestens fünf Jahre länger.

¹²¹ Dies gilt auch für das PSP in Niederwartha, dessen Stilllegung bzw. Verkauf vom Eigentümer diskutiert wird (Weinhold 2014).

¹²² So beträgt das Durchschnittsalter aller an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossener PSP 48 Jahre (Bundesnetzagentur 2014).

endogenen Zubau dargestellt. Die Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks steigen demnach durch die Fertigstellung von Neubauten bis 2015 zunächst leicht an, danach sinken die Erzeugungskapazitäten bis 2030 auf rd. 50 GW_{el}, was sowohl durch das altersbedingte Ausscheiden von Kraftwerken als auch durch den Kernenergieausstieg bedingt ist.

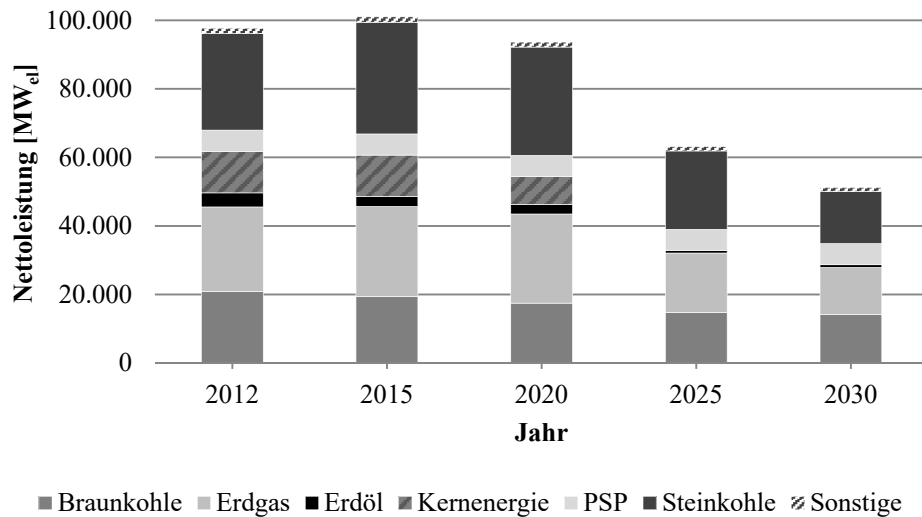


Abbildung 39: Entwicklung der installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken in Deutschland ohne endogenen Zubau¹²³

7.4.2.2 Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland

Im Modellansatz von *ELTRAMOD-INVEST* werden Kapazitäten aus Erneuerbare-Energien-Anlagen der Technologien Biomasse, PV, Wind Onshore, Wind Offshore, Laufwasser und Speicherwasser betrachtet. Die installierte Nettoleistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen für 2012 basiert analog zu den oben beschriebenen konventionellen Kapazitäten auf der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft an der TU Dresden, welche auf öffentlich verfügbaren Quellen basiert. Aufgrund der notwendigen Vorlaufzeit im Meinungsbildungs- sowie Gesetzgebungsprozess wird davon ausgegangen, dass der aktuell im EEG 2014 vorgesehene Zubau bis 2020 vollständig realisiert wird, die konkreten Annahmen für den Zubau werden dem Netzentwicklungsplans (NEP) entnommen (50Hertz et al. 2014f). Der Anlagenzubau ab

¹²³ Datenbasis: Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der TU Dresden für Bestandskraftwerke sowie 50Hertz et al. (2014f) für die Kraftwerkentwicklung bis 2020.

2020 wird entweder endogen im Modell berechnet oder im Rahmen von Szenariovarianten fortentwickelt (vgl. Abschnitt 10.1). Des Weiteren wird für die Entwicklung der Erneuerbare-Energien-Anlagen davon ausgegangen, dass die Lebenszeit jeweils auf die Förderdauer des EEGs von 20 Jahren begrenzt ist (vgl. Kapitel 8). Analog zu PSP-Anlagen im vorherigen Abschnitt wird für Wasserkraftwerke angenommen, dass diese unabhängig von der EEG-Förderdauer weiterbetrieben werden. Die auf diesen Datengrundlagen und Annahmen beruhende Entwicklung der Erneuerbare-Energien-Anlagen ist in Abbildung 40 dargestellt (ohne Zubau ab 2020). So steigt zunächst die installierte Nettogleistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen von rd. 75 GW_{el} in 2012 auf rd. 108 GW_{el} in 2020. Ohne eine Kompensation der entfallenden Anlagen sinkt die installierte Leistung anschließend auf rd. 67 GW_{el} in 2030. Je nach Szenario-Konfiguration wird anhand dieser Kapazitäten ein zusätzlicher Zubau exogen vorgegeben oder der Zubau wird endogen berechnet (vgl. Abschnitt 10.1).

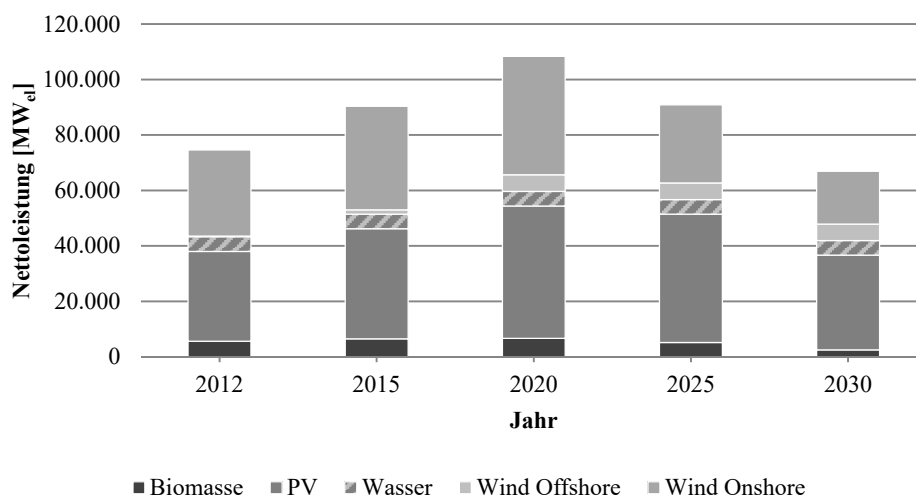


Abbildung 40: Entwicklung der installierten Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland¹²⁴

7.4.2.3 Kraftwerke in den an Deutschland angrenzenden Ländern

Mit Ausnahme von Deutschland ist die Kraftwerksentwicklung der betrachteten Länder exogen vorgegeben. Der Anlagenbestand in den an Deutschland angrenzenden Ländern wird dazu jeweils zu einer Effizienzkategorie je Technologie aggregiert, um die Größe und

¹²⁴ Datenbasis: Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der TU Dresden für Bestandskraftwerke sowie Bundesnetzagentur (2014) für in Bau befindliche Kraftwerke.

Rechenzeit des Modells zu reduzieren. Der Kraftwerksbestand und die Kraftwerksentwicklung basieren auf dem Referenzszenario der Energy System Analysis Agency (2013). Dargestellt ist die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in den an Deutschland angrenzenden Ländern in Abbildung 41. Demnach nehmen die installierten Kapazitäten von Erneuerbare-Energien-Anlagen von 2012 bis 2030 um annähernd 100.000 MW_{el} bzw. 80% zu. Die Kapazität von konventionellen Anlagen ist hingegen annähernd konstant, diese nehmen um rd. 5.000 MW_{el} bzw. 5% ab. Insbesondere die Kapazität von Kernkraftwerken wird im betrachteten Zeitraum um rd. 10.000 MW_{el} bzw. 10% reduziert. Dennoch ist die Kernenergie auch in 2030 mit einer installierten Leistung von rd. 76.000 MW_{el} die bedeutendste konventionelle Stromerzeugungstechnologie in den an Deutschland angrenzenden Ländern.

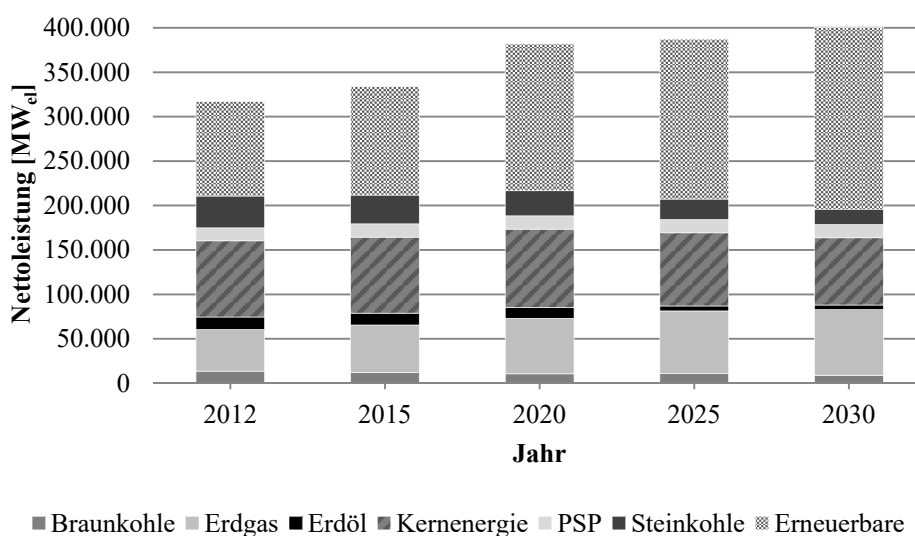


Abbildung 41: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in den angrenzenden Ländern nach Energieträgern¹²⁵

7.4.3 Technologiedaten

7.4.3.1 Jahresunabhängige Technologiedaten für konventionelle Erzeugungsanlagen

Die Parameter für die Fixkosten, variablen Betriebskosten sowie die Lebensdauer der Anlagen sind für alle betrachteten Länder und Jahre konstant (siehe Tabelle 13). Die Modelleingangsdaten basieren auf dem empfohlenen Datensatz der Metastudie von

¹²⁵ Datenbasis: Energy System Analysis Agency (2013).

Schröder et al. (2013). Davon abweichend werden die variablen Kosten reduziert, da im verwendeten Modellansatz zusätzlich Laständerungskosten berücksichtigt werden, die bereits anteilig variable Kostenbestandteile beinhalten.

Tabelle 13: Zeitunabhängige Technologieparameter¹²⁶

Kraftwerkstechnologie	Jährliche Fixkosten	Variable Kosten	Lebensdauer
	[€₂₀₁₂/MW_{el}/a]	[€₂₀₁₂/MWh_{el}]	[a]
Abfall	25.756	3,4	40
Braunkohle	30.907	4,0	40
Erdgas-DT	15.453	1,7	25
Erdgas-GT	15.453	1,7	25
Erdgas-GuD	20.605	2,3	25
Erdöl-DT	6.181	1,7	25
Erdöl-GT	6.181	1,7	25
Kernenergie	12.363	4,8	60
PSP	20.605	-	55
Steinkohle	25.756	3,4	40

Laständerungskosten repräsentieren kalkulatorische Kosten, die durch eine Verringerung der Lebensdauer oder durch zusätzlichen Wartungsaufwand entstehen. Grundsätzlich stellen Laständerungskosten eine starke Vereinfachung dar, um die technischen Charakteristika von Kraftwerken, wie Teillastverhalten, Anfahrzeiten oder Laständerungsgeschwindigkeiten, modelltechnisch abzubilden. Die durch die Laständerungskosten bewirkte Flexibilitätsbeschränkung von Kraftwerken ermöglicht es jedoch, einen realitätsnahen Kraftwerkseinsatz im Modell darzustellen. Die verwendeten Parameter der Laständerungskosten basieren auf Traber und Kemfert (2011). Bei den Kosten der Laständerung wird zwischen einer Lasterhöhung und einer Lastverringerung unterschieden. Bei beiden Vorgängen fallen allgemeine Laständerungskosten an (siehe 7.3.2.6). Daneben werden zusätzliche Aufwendungen bei der Lasterhöhung in Form eines zusätzlichen Rohstoffverbrauchs berücksichtigt, der bei Kraftwerksanfahrvorgängen entsteht.¹²⁷

¹²⁶ Datenbasis: Schröder et al. (2013).

¹²⁷ Da diese Kosten der Laständerung als kalkulatorische Größen zu verstehen sind, die nicht zwingend in dieser Form in der Realität auftreten, werden zusätzliche Emissionen durch den unterstellten Rohstoffverbrauch nicht in der Bilanzierung der Emissionen berücksichtigt.

Tabelle 14: Übersicht über Parameter der Laständerung¹²⁸

Kraftwerkstechnologie	Allgemeine Laständerungskosten [€₂₀₁₂/MW_{el}]	Rohstoffverbrauch Lasterhöhung [MW_{th}/MW_{el}]
Abfall	3,3	3,1
Braunkohle	10,0	3,1
Erdgas-DT	10,0	2,0
Erdgas-GT	5,0	0,6
Erdgas-GuD	10,0	2,0
Erdöl-DT	10,0	2,0
Erdöl-GT	5,0	0,6
Kernenergie	1,7	8,4
PSP	0,0	0,0
Steinkohle	3,3	3,1

7.4.3.2 Technologiedaten der Zubauoptionen

Für die berechneten Stichjahre ab 2020 werden für Deutschland verschiedene Zubauoptionen für konventionelle Kraftwerke hinterlegt. Die technologische Entwicklung hinsichtlich des Wirkungsgrades sowie die spezifischen Investitionen der Zubauoptionen sind der Metastudie von Schröder et al. (2013) entnommen (siehe Tabelle 15), welche auf die Preisbasis von 2012 angepasst werden. Die variablen, die jährlichen fixen und die Laständerungskosten sind ebenso wie die Lebensdauer der Zubauoptionen den Parametern der Bestandskraftwerke gleichgesetzt.

Im Rahmen des Modellansatzes ist zudem ein endogener Zubau von verschiedenen Speichertechnologien möglich: Integriert ist zum einen der Zubau in zusätzliche PSP und zum anderen in Batteriespeicher in Deutschland. Die Parameter für PSP sind analog zu den anderen Kraftwerkstechnologien Schröder et al. (2013) entnommen, welche dort aufgrund der Technologiereife als konstant angenommen werden (siehe Tabelle 16). Der maximale Zubau für PSP in Deutschland wird entsprechend der in Planung befindlichen Projekte bis 2020 auf 900 MW_{el} und ab 2025 auf 4.650 MW_{el} Erzeugungsleistung begrenzt (BDEW 2014a). Als exemplarische Batteriespeichertechnologie werden für die Modellrechnungen Blei-Säure-Batterien herangezogen, da mit diesen bisher die meiste Erfahrung gesammelt werden konnte (Mahnke und Mühlendorf 2012). Da Schröder et al. (2013) keine Technologieparameter für Batteriespeicher berücksichtigen, werden die Technologieparameter sowie deren Entwicklung von Sauer (2013) übernommen. Der

¹²⁸ Datenbasis: Traber und Kemfert (2011).

maximal jährliche Zubau von Batterien ist innerhalb eines Fünfjahreszeitraums zudem auf 10.000 MW_{el} begrenzt.

Tabelle 15: Technologieparameter der Zubauoptionen in konventionellen Kraftwerkskapazitäten¹²⁹

Kraftwerkstechnologie	Nettowirkungsgrad [%]			Spezifische Investitionen [€ ₂₀₁₂ /MW _{el}]
	2020	2025	2030	2020-2030
Braunkohle	43,9%	44,3%	44,7%	1.560.600
Erdgas-GT	39,2%	39,2%	39,3%	416.160
Erdgas-GuD	60,5%	60,7%	61,0%	832.320
Erdöl-GT	39,2%	39,2%	39,3%	416.160
Steinkohle	46,2%	46,3%	46,4%	1.352.520

Tabelle 16: Technologieparameter der Zubauoptionen in Speichertechnologien¹³⁰

Kraftwerkstechnologie	PSP	Batterie (Blei-Säure)		
	2020-2030	2020	2025	2030
Wirkungsgrad [%]	75%	73%	76%	78%
Spezifische Investitionen [€ ₂₀₁₂ /MW _{el}]	2.080.800	750.000	525.000	300.000
Jährliche Fixkosten [€ ₂₀₁₂ /MW _{el}]	20.808		14.000	
Lebensdauer [Jahre]	55		14	
Relation Volumen zu Einspeicherleistung [%]	800%	400%	400%	400%
Relation Ausspeicher- zu Einspeicherleistung [%]	100%	100%	100%	100%

7.4.3.3 Beschränkungen im Anlagenzubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Ziel dieses Abschnittes ist es, mögliche Grenzen des jährlichen Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2030 innerhalb von Deutschland zu identifizieren. Der Zubau kann dabei einerseits durch die Kapazitäten zur Produktion bzw. Installation der Anlagen und andererseits durch das maximal erschließbare technologische Gesamtpotenzial in Deutschland begrenzt sein. Beide Aspekte werden im Folgenden betrachtet, um Zubau-schranken für die Stichjahre herzuleiten.

¹²⁹ Datenbasis: Schröder et al. (2013).

¹³⁰ Datenbasis: Schröder et al. (2013) für PSP und Sauer (2013) für Batteriespeicher.

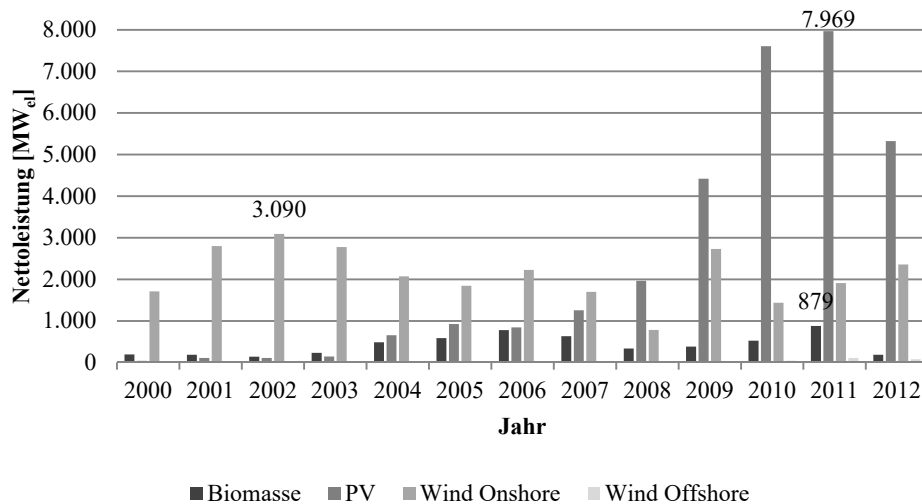


Abbildung 42: Jährlicher Leistungszubau in Erneuerbare-Energien-Anlagen¹³¹

Für die Technologien Biomasse, PV und Wind Onshore wird die maximale Produktions- und Installationskapazität aus den historischen Zubauraten abgeleitet. Der jährliche Zubau seit dem EEG 2000 ist dazu in Abbildung 42 dargestellt. Hieraus geht hervor, dass die historische Spitze beim Anlagenzubau in Wind-Onshore-Anlagen bei 3.090 MW_{el} in 2002 liegt. Die maximale Zubaurate von Biomasse- und PV-Anlagen wurde in 2012 erreicht. Für PV liegt diese bei rd. 7.969 MW_{el} und für Biomasse bei 879 MW_{el}. Für die mittelfristige Entwicklung bis 2030 wird im Rahmen des Modellansatzes davon ausgegangen, dass die historischen Spitzen der Zubauraten maximal verdoppelt werden können.¹³² Der resultierende Wert wird auf 100 MW_{el} gerundet. Da der Ausbau von Wind-Offshore-Anlagen erst am Beginn der Entwicklung steht, werden die maximal verfügbaren jährlichen Produktionskapazitäten aus der prognostizierten Entwicklung des Szenariorahmens des NEP abgeleitet (50Hertz et al. 2014f). Dort beträgt die maximale Zubaurate 899 MW_{el} pro Jahr. Hier wird als Maximalwert ebenfalls der zweifache Wert der maximalen Zubaurate angenommen.

Nun ist noch zu prüfen, ob bei den angenommenen maximalen Zubauraten technische Potenzialgrenzen der jeweiligen Technologien in Deutschland erreicht werden. Hierfür wird der Anlagenbestand der Erneuerbare-Energien-Technologien in 2030 ohne endogenen Zubau nach 2020 (siehe Abschnitt 7.4.2.2) herangezogen und ein maximaler

¹³¹ Eigene Berechnungen auf Basis von 50Hertz et al. (2013).

¹³² Grundsätzlich könnte durch die gezielte Investition in Anlagenkapazitäten langfristig ein noch höherer Zubau erreicht werden. Die Begrenzung auf den zweifachen historischen Spitzenwert dient jedoch auch der Begrenzung des *Penny-Switching*-Effekts (vgl. Abschnitt 7.7.2).

Zubau in zwölf aufeinanderfolgenden Jahren unterstellt.¹³³ Dieser wird in Tabelle 17 mit dem Gesamtpotenzial der Technologien verglichen, welches aus Drittstudien ermittelt wird. Da das maximale Gesamtpotenzial jeweils über der Kapazität in 2030 bei maximalen Zubauraten liegt, müssen jedoch keine weiteren zusätzlichen Beschränkungen auf Modellseite berücksichtigt werden.

Tabelle 17: Maximaler Zubau und technisches Potenzial von Erneuerbare-Energien-Anlagen¹³⁴

Technologie	Kapazität 2030 ohne Zubau [MW _{el}]	Max. Zubaurate [MW _{el} /a]	Kapazität 2030 bei max. Zubau [MW _{el}]	Technisches Potenzial [MW _{el}]
Biomasse	2.472	1.800	24.072	93.880
PV	34.176	15.900	224.976	279.000
Wind Offshore	5.954	1.800	27.554	72.000
Wind Onshore	19.037	6.200	93.437	1.187.000

7.4.3.4 Zinssatz für Investitionsrechnungen

Im Rahmen des Modellansatzes werden die jährlichen Investitionsaufwendungen mit Annuitätszahlungen auf die einzelnen Jahre verteilt. Hierfür ist die Bestimmung eines geeigneten Investitionszinssatzes notwendig. Die Wahl des Investitionszinssatzes kann nach Pforte (2010) grundsätzlich aus zwei Perspektiven erfolgen: entweder aus einer volkswirtschaftlichen oder aus einer betriebswirtschaftlichen Perspektive. In gesamtwirtschaftlichen Systemanalysen werden in der Regel einheitliche und relativ niedrige Diskontierungszinssätze gewählt, welche volkswirtschaftliche Opportunitätskosten darstellen sollen (Ostertag et al. 2000). Diese liegen in der Regel bei rd. 3–5% pro Jahr und repräsentieren eine durchschnittliche risikofreie Verzinsung am Kapitalmarkt (Heinrichs 2013). Bei einer betriebswirtschaftlichen Perspektive, die das Verhalten der Akteure besser abbildet, wird das Marktrisiko durch eine adäquate Verzinsung berücksichtigt (Möst 2006).¹³⁵ In der Folge liegen die Zinssätze hier in der Regel deutlich höher.

¹³³ Für die Zeit bis 2020 wird unterstellt, dass ein zusätzlicher Zubau im Umfang der maximalen Zubaurate in Höhe von zwei Jahren durch eine Veränderung der Energiepolitik erfolgen kann.

¹³⁴ Datenquellen für das technische Potenzial: Biomasse (Scholz 2012, S. 134), PV (UBA 2010, S. 70), Wind Onshore (UBA 2013c), Wind Offshore (Scholz 2012, S. 140). Das Leistungspotenzial der Biomasseverstromung wird ausgehend vom Gesamtenergiepotenzial des Energieträgers Biomasse bestimmt, dafür werden hinsichtlich der Verstromung 5.944 Vollbenutzungsstunden bei einem Wirkungsgrad von 45% zur Berechnung angenommen.

¹³⁵ Zur Problematik der Bestimmung von adäquaten Risikoaufschlägen durch Markteingriffe der Politik siehe bspw. Ehlers (2011).

$$wacc_nominal_p = \frac{Eigenkapitalrendite \cdot Eigenkapitalanteil}{+Fremdkapitalrendite \cdot Fremdkapitalanteil} \quad 7.17$$

$$\forall p \in P$$

$$wacc_real_p = \frac{wacc_nominal_p - inflation}{1 + inflation} \quad 7.18$$

$$\forall p \in P$$

Obwohl im Modellansatz die Optimierung aus Sicht eines gesamtwirtschaftlich nützlich handelnden Planers stattfindet, wird der Zinssatz so gewählt, dass er die spezifischen Opportunitäten der Akteure berücksichtigt. Hierzu wird ein einheitlicher Zinssatz für alle Technologien gewählt (Heinrichs 2013; Möst 2006; Enzensberger 2003), um keine Technologie in den Modellrechnungen aufgrund politisch induzierter Investitionsrahmenbedingungen zu bevorzugen oder zu benachteiligen.¹³⁶ Grundsätzlich könnten die Renditeerwartungen mit Hinblick auf die Amortisationszeit und die Risikoaufschläge bei verschiedenen Technologien jedoch deutlich voneinander abweichen.¹³⁷ Um die Renditeerwartungen in den Modellrechnungen zu berücksichtigen, wird der gewichtete, durchschnittliche Kapitalkostensatz (WACC) entsprechend der Gleichung 7.17 bestimmt (Rudolph 1986). Dazu werden Fremdkapital- und Eigenkapitalanteile sowie der Fremdkapitalzinssatz auf Basis der Datenerhebung von Damodaran (2015) herangezogen.¹³⁸ Die Eigenkapitalrendite wird auf Basis der Leitstudie (BMU 2012) für konventionelle Kraftwerksinvestitionen in Höhe von 11,0% gewählt. Hieraus wird schließlich ein realer WACC ($wacc_real_p$) in Höhe von 7,5% basierend auf dem Realzinstheorem nach Fisher berechnet (Gleichung 7.18).¹³⁹

7.4.3.5 Wärmebedingte Eingangsdaten

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist im Modellansatz in Form von Mindestlastbedingungen für Kraftwerke hinterlegt. In der Grundversion von *ELTRAMOD* wurde eine einheitliche, quartalsweise aufgelöste Mindestlastbedingung (Wärmeprofil) für alle Kraftwerkstypen mit Wärmeauskopplung herangezogen, wodurch die KWK-Stromerzeugung in Deutschland tendenziell überschätzt wird. Für *ELTRAMOD-INVEST* wird

¹³⁶ Abweichend davon z. B. Götz et al. (2013).

¹³⁷ Zur Problematik einheitlicher Zinssätze siehe Krüger et al. (2015).

¹³⁸ Auf Basis der Branche *Coal & Related Energy* werden ein Fremdkapital-Anteil von 45% sowie eine Fremdkapitalverzinsung von 4,9% angenommen.

¹³⁹ Häufig wird eine Approximation zur Berechnung der realen Zinssätze verwendet. Diese stimmt allerdings nur bei unterstellten kontinuierlichen Zinsgutschriften mit der genauen Formel überein (Gebauer 1982).

der Ansatz daher um technologiespezifische Stromkennzahlen sowie eine höhere, tages-scharfe Auflösung des Wärmeprofiles erweitert.

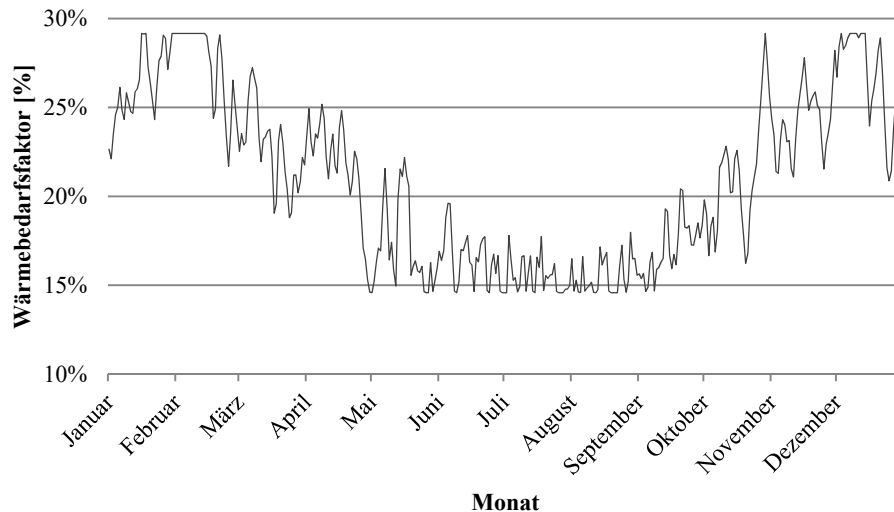


Abbildung 43: Verlauf des Wärmebedarfsfaktors in 2012¹⁴⁰

Die Mindestlastbedingung ergibt sich, wie bereits in Abschnitt 7.3.2.9 dargestellt, aus einem stündlichen Wärmebedarfsfaktor, der den normierten Wärmebedarf darstellt, und einer technologiespezifischen Stromkennzahl. Da keine öffentlich zugänglichen Wärmefachfrageprofile für Deutschland vorhanden sind, wird ein tägliches Wärmeprofil auf Basis der täglichen Gasnachfrage im Gasmarktgebiet *NetConnect Germany* (NCG) ermittelt (NetConnect Germany 2015).¹⁴¹ Hierfür wird zunächst die Temperaturabhängigkeit des Gasbedarfs mit Hilfe einer Regressionsanalyse bestimmt, da der tägliche Gasverbrauch im Marktgebiet NCG erst seit Oktober 2013 veröffentlicht wird.¹⁴² Das Wärmeprofil wird anschließend auf Basis des arithmetischen Mittels der täglichen Tagesdurchschnittstemperaturen der Wetterstationen in Berlin, Dresden, Frankfurt, Hamburg, Köln, München sowie Stuttgart (Deutscher Wetterdienst 2013) in einen stündlichen Wärmebedarfsfaktor für 2012 umgewandelt, welcher in Abbildung 43 dargestellt ist.

¹⁴⁰ Eigene Berechnungen auf Basis von Deutscher Wetterdienst (2013) und NetConnect Germany (2015).

¹⁴¹ Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass Gas- und Wärmebedarf in Deutschland eine ähnliche Struktur von temperaturab- und unabhängigen Verbrauchern aufweisen und somit einer analogen Temperaturabhängigkeit folgen.

¹⁴² Die Daten des Marktgebiets NCG werden herangezogen, da andere aggregierte Daten mit hoher zeitlicher Auflösung für den Gas- oder Wärmebedarf in Deutschland nicht vorhanden sind.

Tabelle 18: Verfügbare Leistung von KWK-Anlagen, angenommene Stromkennzahl und KWK-Stromerzeugung in 2012¹⁴³

Technologie	Verfügbare Leistung [MW _{el}]	Stromkennzahl [%]	KWK- Stromerzeugung [MW _{el}]
Abfall	1.293	80%	2.967.667
Biomasse	620	50%	2.276.205
Braunkohle	13.310	200%	12.216.431
Erdgas-DT	2.223	40%	10.201.622
Erdgas-GT	3.629	50%	13.324.063
Erdgas-GuD	9.980	47%	38.978.839
Erdöl-DT	836	50%	3.067.578
Erdöl-GT	887	60%	2.712.917
Steinkohle	17.710	200%	16.254.677
Summe	50.488		102.000.000

Die Stromkennzahlen werden im Rahmen eines iterativen Kalibrierungsprozesses so gewählt, dass die Summe des im Modellansatz berechneten Stroms aus KWK in Höhe von 102 TWh_{el} für das Basisjahr 2012 mit den Vergleichszahlen aus BMWi (2014d) übereinstimmt und andererseits die Stromkennzahlen innerhalb der technisch möglichen Bandbreite von UBA (2013a) liegen (siehe Tabelle 18).

7.4.3.6 Einspeisebeschränkungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Für Erneuerbare-Energien-Anlagen sind je nach Technologie verschiedene Einspeisebeschränkungen im Modellansatz integriert, welche nachfolgend vorgestellt werden. Die weitgehend flexibel steuerbare Einspeisung von Biomasseanlagen in Deutschland wird wie bei konventionellen Kraftwerken lediglich über einen Verfügbarkeitsfaktor in Höhe von 76% begrenzt. Wasserkraftwerke mit Speicherseen, die zwar weitgehend flexibel eingesetzt werden können, aber vom bereits genutzten Potenzial im jeweiligen Speicher abhängig sind, werden im Rahmen des Modellansatzes über maximale jährliche Benutzungsstunden beschränkt, in Deutschland wird die jährliche Stromproduktion so auf 2.463 Benutzungsstunden limitiert.

Die Einspeisung der Technologien PV, Laufwasser, Wind Onshore und Wind Offshore ist dagegen über stündliche Verfügbarkeiten (Einspeiseprofile) beschränkt. Die stündlichen Verfügbarkeiten der Technologien basieren für das Basisjahr 2012 auf der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft an der TU Dresden, welche

¹⁴³ Datenbasis: Verfügbare Leistung nach Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft.

auf konsolidierten Echtdateien der ÜNB beruht. Die Einspeisefaktoren in Deutschland werden zudem mit relativen bzw. absoluten Korrekturfaktoren skaliert, um die Jahresbenutzungsstunden aus dem Jahr 2012 um Einmaleffekte zu korrigieren (z. B. bei Wind-Offshore-Anlagen) und um die technologische Entwicklung der Anlagen abzubilden. Als Grundlage für die Skalierung werden die fortgeschriebenen Jahresbenutzungsstunden der EEG-Mittelfristprognose herangezogen (Leipziger Institut für Energie 2014). Für Laufwasserkraftwerke wird keine Korrektur durchgeführt, da hier von einem stabilen technologischen Bestand ausgegangen wird (vgl. Abschnitt 7.4.2.2). Dargestellt ist die Entwicklung der Jahresbenutzungsstunden in Tabelle 19. Hieraus geht für Wind-Offshore-Anlagen ein relativ großer Sprung zwischen den Realdateien in 2012 und den Erwartungen der Übertragungsnetzbetreiber ab 2015 hervor. Als Ursachen können zum einen der unterjährige Betriebsbeginn von rd. 29% der gesamten installierten Leistung in 2012 und zum anderen technische Anlaufschwierigkeiten (u. a. beim Netzanschluss) identifiziert werden, welche für den Einmaleffekt in 2012 verantwortlich sind.

Tabelle 19: Entwicklung der Jahresbenutzungsstunden von Anlagen mit fluktuierendem Einspeiseprofil in Deutschland¹⁴⁴

Jahr	Laufwasser	PV	Wind Offshore	Wind Onshore
[h]				
2012	4.772	849	2.745	1.606
2015	4.772	945	4.187	1.762
2020	4.772	962	4.207	1.830
2025	4.772	971	4.209	1.852
2030	4.772	981	4.210	1.873

Tabelle 20: Annahme der Kompensationszahlungen für die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen¹⁴⁵

	Laufwasser	PV	Wind Offshore	Wind Onshore
[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]				
Kompensationszahlung	54,47	235,17	153,90	61,08

¹⁴⁴ Datenbasis: Für 2012 und Laufwasser basierend auf Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, ab 2015 basierend auf Leipziger Institut für Energie (2014).

¹⁴⁵ Basierend auf den durchschnittlichen Auszahlungen je Technologie an Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in 2019 (Leipziger Institut für Energie 2014).

Um den Effekt eines Einspeisevorrangs bzw. die Einspeisung bei negativen Preisen am Großhandelsmarkt abzubilden (vgl. Abschnitt 8.1.2.3), sind im Modell Kompensationszahlungen für die Reduktion bzw. Abregelung der maximal möglichen Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen hinterlegt. Die Kompensationszahlungen sind für alle Betrachtungsjahre identisch (siehe Tabelle 20) und basieren auf den durchschnittlichen Auszahlungen je Technologie an Betreiber von EEG-Anlagen in 2019 (Leipziger Institut für Energie 2014). Weitere kostenrelevante Eingangsparameter für Erneuerbare-Energien-Anlagen werden separat im Rahmen des EEG-Modells vorgestellt (siehe Abschnitt 8.3).

7.4.4 Rohstoffpreise

Rohstoffpreise sowie die Preise für CO₂-Emissionszertifikate haben einen signifikanten Einfluss auf die Stromgestehungskosten der eingesetzten Technologien und somit auch auf die Modellergebnisse. Zugleich unterliegen diese einer hohen Prognoseunsicherheit, was sich in einer entsprechend großen Bandbreite von Vorhersagen niederschlägt (vgl. Enzensberger 2003). Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird bei den Sensitivitätsanalysen ein besonderer Fokus auf die Rohstoffpreisentwicklung gelegt (siehe Abschnitt 10.3).

Für das Basisszenario werden bis 2020 aktuelle Preisnotierungen der Rohstoffe Erdgas, Steinkohle und Rohöl sowie für CO₂-Emissionszertifikate herangezogen. Um nicht lediglich Preisausreißer aufgrund eines einzelnen Ereignisses zu erfassen, werden jeweils Durchschnittswerte der Forward-Notierungen zwischen dem 01. Januar 2015 und dem 31. März 2015 herangezogen (siehe Tabelle 21).¹⁴⁶ Diese werden für die Perioden 2025 und 2030 mit den Wachstumsraten des *New Policy Scenarios* aus dem World Energy Outlook (WEO) 2013 fortgeschrieben (International Energy Agency 2013). Da für den Handel mit Uran als Kernbrennstoff und Braunkohle keine liquiden Märkte existieren, orientieren sich die verwendeten Preise an Förder- und Aufbereitungskosten, welche langfristig stabil sind und daher keinen Schwankungen unterliegen (Hundt 2015). Der Rohstoffpreis für Braunkohle entspricht der Annahme des NEP-Szenariorahmens 2015 (50Hertz et al. 2014f), der Preis für Uran basiert auf eigenen Annahmen und orientiert sich an Egerer und Schill (2014). Die Brennstoffkosten für Abfallkraftwerke werden als Durchschnittspreis der fossilen Rohstoffe approximiert.

¹⁴⁶ Da sich die Forward-Notierungen für Steinkohle für die Lieferung auf niederländische/belgische Häfen beziehen, wird ein zusätzlicher Aufschlag in Höhe von 22,02 €/2015/t SKE berücksichtigt, welcher sich aus der historischen Differenz zum Steinkohle-Importpreis in Deutschland ergibt.

Tabelle 21: Entwicklung der Rohstoff- und CO₂-Emissionszertifikatspreise¹⁴⁷

Rohstoffe	Einheit	2012	2015	2020	2025	2030
Abfall	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	23,83	14,84	17,55	17,92	18,52
Braunkohle	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Erdgas	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	25,28	20,38	20,69	20,86	21,38
Rohöl	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	55,25	31,21	40,87	41,96	43,76
Steinkohle	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	13,30	8,87	9,73	10,00	10,09
Uran	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
CO ₂ -Zertifikat	[€ ₂₀₁₂ /t]	7,37	6,77	7,63	9,81	12,60

Alle Preise werden mit Ausnahme von Erdgas und Erdöl frei Kraftwerk verstanden. Für Erdgas und Erdöl ist jeweils ein Transportaufschlag von 1 €/MWh_{th} im Modell hinterlegt. Für Spitzenlastkraftwerke, die mit Erdgas bzw. Erdöl betrieben werden, wird weiter ein Strukturierungsaufschlag von 3 €/MWh_{th} angenommen, der für die Flexibilität bei der Rohstoffbereitstellung erhoben wird.¹⁴⁸

Tabelle 22: Länderspezifische Anpassung des Steinkohlepreises in Bezug zum Referenzmarkt Deutschland¹⁴⁹

Land	Belgien	Dänemark	Frankreich	Luxemburg	Niederlande
Aufschlag [€ ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	-0,21	-0,78	0,37	-0,21	-0,78
Land	Österreich	Polen	Schweden	Schweiz	Tschech. Rep.
Aufschlag [€ ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	1,17	-1,12	-0,21	1,17	-0,78

Alle dargestellten Preise basieren mit Ausnahme der Brennstoffpreise für Steinkohle auf den Referenzmarkt Deutschland und werden für alle betrachteten Länder als identisch angenommen. Für Steinkohle wird eine weitere Differenzierung zwischen den betrachteten Ländern vorgenommen, da Steinkohle vergleichsweise hohe Transportkosten in Relation zur Preisnotierung aufweist, die zu deutlichen Preisunterschieden zwischen benachbarten Ländern führen können. Daher werden für die umliegenden Länder Auf- bzw. Abschläge zum Steinkohlepreis in Deutschland auf Basis von Enzensberger (2003)

¹⁴⁷ Datenbasis: Braunkohle: 50Hertz et al. 2014f, Uran: Eigene Annahme basierend auf Egerer und Schill (2014), sonstige Rohstoffe und CO₂-Zertifikate: Forward-Notierungen: energate (2015) sowie Fortschreibung nach International Energy Agency (2013).

¹⁴⁸ Zusätzliche Aufwendungen entstehen durch geringer ausgelastete Kapazitäten, z. B. bei der Netzinfrastruktur.

¹⁴⁹ Datenbasis: Enzensberger (2003).

berechnet. Diese sind in Tabelle 22 dargestellt. Zusätzlich ist basierend auf den Preisnotierungen in 2012 für alle Rohstoffe und für CO₂-Zertifikate eine zeitliche Struktur hinterlegt. Je nach Verfügbarkeit ist die zeitliche Struktur quartalsweise (z. B. bei Braunkohle), monatlich (z. B. bei Steinkohle) oder täglich (z. B. bei Erdgas) hinterlegt. Bei den hier verwendeten Annahmen sollte beachtet werden, dass durch den Verfall von Brennstoffnotierungen in den vergangenen Monaten das resultierende Referenzszenario zum Teil deutlich unter den Erwartungen vorangegangener Studien liegt, wie BMU (2012) oder BMWi (2014b). Die Vergleichbarkeit mit diesen Studien ist daher in Bezug auf die Erzeugungsstruktur und die Stromgroßhandelspreise nur eingeschränkt möglich.

7.4.5 Elektrizitätsnachfrage

7.4.5.1 Elektrizitätsnachfrage im Basisjahr 2012

Die stündliche Deckung der exogen vorgegebenen Elektrizitätsnachfrage (Last) im Rahmen der Strombilanz ist die Grundlage aller Modellierungsergebnisse. Die stündlichen Lastprofile von Deutschland und den angrenzenden Ländern basieren auf den Daten der Transparenzplattform der europäischen ÜNB (ENTSOE 2013a). Da die dort verfügbaren Daten jedoch nicht die gesamte Stromnachfrage enthalten, ist eine Datenanpassung notwendig (Egerer et al. 2014). Das deutsche Lastprofil wird daher entsprechend dem Vorgehen von Egerer et al. (2014) an eine Spitzenlast von 86,0 GW_{el} und eine jährliche Gesamtnachfrage von 551,7 TWh_{el} angepasst. Analog werden die stündlichen Lastprofile der angrenzenden Länder an die veröffentlichten Jahresmengen der Transparenzplattform von ENTSOE (2013a) angeglichen. Da die jeweiligen Nachfragedaten bereits Übertragungsverluste berücksichtigen, ist keine weitere Erhöhung der Lastprofile um Netzverluste notwendig.

Die Stromnachfrage der umliegenden Länder für das Jahr 2012 wird jedoch so angepasst, dass der Stromaustausch mit nicht berücksichtigten Ländern (Drittländern) als exogener Parameter in Form des stündlichen Exportsaldos berücksichtigt wird. Das bedeutet, dass Stromexporte zu Drittländern zur stündlichen Nachfrage addiert und Stromimporte von Drittländern abgezogen werden. Die stündlichen Stromhandelsflüsse sind ebenfalls der Transparenzplattform der europäischen Übertragungsnetzbetreiber entnommen (ENTSOE 2013b). In Tabelle 23 ist die so ermittelte jährliche Stromnachfrage der betrachteten Länder für 2012 dargestellt.

Tabelle 23: Stromnachfrage in 2012¹⁵⁰

Land	Inlands- nachfrage [TWh _{el}]	Exportsaldo- Drittländer [TWh _{el}]	Modell- nachfrage [TWh _{el}]
Belgien	84,9	0,0 ^a	84,9
Dänemark	26,0	-4,6	21,5
Deutschland	551,7	0,0 ^a	551,7
Frankreich	489,4	23,1	512,5
Luxemburg	6,3	0,0	6,3
Niederlande	113,8	0,3	114,1
Österreich	69,3	11,6	80,8
Polen	145,3	0,0 ^a	145,3
Schweden	141,5	6,4	147,9
Schweiz	64,8	21,1	85,9
Tschech. Rep.	63,0	8,1	71,1

^a Der Stromaustausch mit den an umliegenden Ländern wird vollständig endogen im Modell abgebildet bzw. es findet kein weiterer Stromaustausch mit den anderen Ländern statt (Polen).

7.4.5.2 Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage bis 2030

Obwohl die Ziele der Bundesregierung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs vorsehen (BMWi 2014d), wird entsprechend des NEP-Szenariorahmens für den Referenzfall keine Änderung des Nachfrageverhaltens für Deutschland bis 2030 angenommen (50Hertz et al. 2014f). Diese Annahme unterstützt zunächst die Interpretation der Ergebnisse, da so ein Vergleich mit dem Basisjahr 2012 unabhängig von Nachfrageveränderungen ermöglicht wird. Darüber gibt es bisher kein konkretes Konzept, wie eine Reduktion des Stromverbrauchs erreicht werden kann, wenn gleichzeitig neue Stromverbraucher, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, in den Markt treten. Die Auswirkung eines veränderten Nachfrageverhaltens in Deutschland auf die Ergebnisse wird jedoch im Rahmen der Sensitivitätsanalysen in Abschnitt 10.4.4 näher untersucht.

In den umliegenden Ländern wird die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage entsprechend der Entwicklung des Referenzszenarios der Energy System Analysis Agency (2013) auf Basis der Lastprofile von 2012 angenommen. Tabelle 24 gibt hierzu einen Überblick über die Nachfrage in 2012 und die angenommene Entwicklung der Modellnachfrage bis 2030 in den betrachteten Ländern.

¹⁵⁰ Datenbasis: Inlandsnachfrage nach ENTSOE (2013a) und Exportsaldo nach ENTSOE (2013b).

Tabelle 24: Nachfrageentwicklung bis 2030¹⁵¹

Land	Stromnachfrage [TWh _{el}]				
	2012	2015	2020	2025	2030
Belgien	84,9	84,6	84,4	85,5	85,8
Dänemark	21,5	21,6	22,3	23,0	23,4
Deutschland	551,7	551,7	551,7	551,7	551,7
Frankreich	512,5	514,4	500,7	461,1	412,3
Luxemburg	6,3	6,3	6,3	6,3	6,2
Niederlande	114,1	117,4	123,8	126,4	129,5
Österreich	80,8	82,8	84,4	87,1	87,7
Polen	145,3	152,1	165,6	179,7	190,1
Schweden	147,9	147,6	143,4	141,5	132,2
Schweiz	85,9	85,9	92,4	99,4	104,4
Tschech. Rep.	71,1	74,0	78,6	85,2	85,7

7.4.5.3 Lastreduktion

Neben der exogen vorgegebenen Nachfrage ist für Deutschland ab dem Jahr 2015 die Möglichkeit zur Lastreduktion in Höhe von 3.000 MW_{el} berücksichtigt. Die Nachfrage-reduktion ist zu Kosten von 400 €/2012/MWh_{el} möglich. Der Umfang sowie die Höhe der Kosten entsprechen den Vorgaben der *Verordnung für abschaltbare Lasten* (AbLaV). Dieses Vorgehen folgt der Logik, dass Industrieunternehmen zu analogen Konditionen eine Lastreduktion am Großhandelsmarkt anbieten könnten, wie es die AbLaV vorsieht.

7.4.6 Transnationales Elektrizitätstransportnetz

Durch die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsmarktes gewinnen transnationale Elektrizitätsaustauschbeziehungen zunehmend an Bedeutung. Im Modell ist der länderübergreifende Elektrizitätsaustausch durch gerichtete Transportrestriktionen (NTCs) zwischen den jeweiligen Ländern begrenzt (siehe Abschnitt 7.3.2.2). Hierbei werden nicht nur die Austauschbeziehungen zwischen Deutschland und den benachbarten Ländern abgebildet, sondern auch unter den benachbarten Ländern. Für 2012 werden die tatsächlich zur Verfügung stehenden stündlichen NTC-Werte herangezogen, die jeweils am Vortag durch die ÜNB ermittelt worden sind (ENTSOE 2013b).

Für die zukünftigen Stichjahre werden zusätzlich Erweiterungen der Transportkapazitäten entsprechend der Pläne der europäischen Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt (ENTSOE 2014). In Tabelle 25 sind die durchschnittlichen Transportkapazitäten

¹⁵¹ Datenbasis: Referenzszenarios von Energy System Analysis Agency (2013).

zwischen Deutschland und den umliegenden Ländern für 2012, 2020 und 2030 dargestellt. Abweichend von den tatsächlichen NTC-Werten wird die Transportkapazität zwischen Österreich und Deutschland in beide Richtungen auf 13.000 MW_{el} festgelegt, um die gemeinsame Preisbildung am Strommarkt zwischen beiden Ländern darzustellen.¹⁵² Eine vollständige Liste der Kapazitäten zwischen allen betrachteten Ländern ist Anhang A.5 zu entnehmen.

Tabelle 25: Entwicklung der Transportkapazitäten zwischen Deutschland und den angrenzenden Ländern im Jahresdurchschnitt¹⁵³

Land	Import [MW _{el}]			Export [MW _{el}]		
	2012	2020	2030	2012	2020	2030
Belgien	0	1.000	2.000	0	1.000	2.000
Dänemark	1.495	2.895	3.995	1.355	2.475	3.575
Frankreich	2.607	2.607	4.107	1.800	1.800	3.300
Luxemburg	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
Niederlande	2.279	3.679	3.679	2.317	3.717	3.717
Österreich	13.000	13.000	13.000	13.000	13.000	13.000
Polen	26	276	1.026	1.317	2.067	2.317
Schweden	377	377	977	457	457	1.057
Schweiz	600	850	1.100	1.300	1.550	1.800
Tschech. Rep.	896	896	4.296	4.000	4.000	5.400

Analog zu Fahl (2004) werden Aufwendungen für den länderübergreifenden Transport von Elektrizität in Form eines *Briefmarkensystems* berücksichtigt (siehe Abschnitt 7.3.2.2). Die Aufwendungen repräsentieren das Ergebnis aus *expliziten* Kapazitätsauktionen¹⁵⁴, welche unabhängig vom Großhandelsmarkt durchgeführt werden. Im Rahmen der europäischen Marktintegration findet allerdings eine zunehmende Kopplung von Großhandelsmärkten statt. Das bedeutet auch, dass die länderübergreifenden Transportkapazitäten zukünftig verstärkt in *impliziten* Auktionsverfahren vergeben werden, die gemeinsam mit der Großhandelsmarktauktion durchgeführt werden. In der Folge sind bei gekoppelten Märkten modellseitig keine zusätzlichen Aufwendungen für die Nutzung der Transportkapazitäten anzusetzen, da diese den Kraftwerkseinsatz verzerren würden.

¹⁵² Der Wert von 13.000 MW_{el} ist entsprechend der Nachfragespitze in Österreich gewählt worden.

¹⁵³ Datenbasis: ENTSOE (2013b) und ENTSOE (2014) für die Entwicklung der Kapazitäten.

¹⁵⁴ Zur Wirkung von impliziten und expliziten Auktionsverfahren von Transportkapazitäten siehe z. B. Jullien et al. (2012).

Um der zunehmenden Marktintegration im Rahmen des *Briefmarkensystems* gerecht zu werden, werden für 2012 noch Aufwendungen in Höhe von 2,5 €/MWh_{el} für den länderübergreifenden Energietransport angenommen, welche in einem Zwischenschritt in 2015 auf 1,5 €/MWh_{el} und ab 2020 auf 0,1 €/MWh_{el} reduziert werden. Um jedoch modellseitige Ringflüsse zu vermeiden, wird der Wert nicht weiter reduziert. Eine Ausnahme zu dem Briefmarkensystem bildet das gemeinsame Marktgebiet zwischen Deutschland und Österreich, dort werden aufgrund der gemeinsamen Preisbildung keine Aufwendungen für den Elektrizitätstransport angenommen.

7.4.7 Reservebedarf

Die Regelernergie leistet einen elementaren Beitrag zur Gewährung der Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland. Im Modell wird der Regelleistungsbedarf über eine vorgehaltene Reserve zum Ausgleich von Prognoseunsicherheiten und ungeplanten Kraftwerksausfällen in Deutschland abgebildet (Abschnitt 7.3.2.10). Dazu wird der Reservebedarf modellendogen in Anlehnung an die Methodik von Hirth (2013) einerseits in Abhängigkeit der installierten Leistung von Erzeugungsanlagen mit fluktuierendem Einspeiseprofil (PV, Wind Onshore, Wind Offshore und Laufwasser) und andererseits in Abhängigkeit der Spitzenlast in 2012 bestimmt. Die Faktoren werden dazu auf Basis des durchschnittlichen positiven wie negativen Regelernergiebedarfs in Deutschland in Höhe von 4.600 MW_{el} in 2012 bestimmt (Hirth und Ziegenhagen 2013). Entsprechend wird ein zusätzlicher Reservebedarf von 19 MW_{el} pro GW_{el} Leistungserhöhung von Anlagen mit fluktuierender Einspeisung berechnet. Für einen Anstieg der Lastspitze um ein GW_{el} wird eine notwendige Erhöhung des Reservebedarfs in Höhe von 38 MW_{el} ermittelt – umgekehrt wird in beiden Fällen eine entsprechende Reduktion bewirkt. Insgesamt stellt dies eine vergleichsweise konservative Schätzung für die Entwicklung des Reservebedarfs dar, da Verbesserungen durch Prognosegüte unberücksichtigt bleiben (vgl. Sterner et al. 2010).

7.4.8 Emissionen

Die Emissionsentwicklung ist ein wichtiger Bestandteil im Rahmen der Betrachtung der Akzeptanzfaktoren. Um die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung analysieren zu können, sind für verschiedene Emissionsarten Faktoren im Modell hinterlegt. Die Faktoren basieren auf den Datensätzen des *Globalen Emissions-Modells Integrierter Systeme* (GEMIS), welches bereits 1989 entstanden ist und seitdem weiterentwickelt wird (IINAS 2014). Die hinterlegten Faktoren sind technologiespezifisch und berücksichtigen auch technologische Entwicklungen, z. B. bei der Rauchgasreinigung. Die aus

der GEMIS-Datenbank ermittelten Emissionsfaktoren für Kohlendioxid (CO₂), Schwefeldioxid (SO₂) sowie Stickoxide (NO_x) sind in Tabelle 26 für Bestandsanlagen in 2012 in Bezug zum Energieträger abgebildet. Daneben sind in der Tabelle auch Schadstoffäquivalente enthalten, welche die Wirkung verschiedener Schadstoffe in der Wirkungsstärke von CO₂ und SO₂ darstellen.¹⁵⁵ Aus Übersichtsgründen sind die Emissionsfaktoren für die weiteren Stichjahre in Anhang A.6 dargestellt.

Tabelle 26: Emissionsfaktoren für Bestandsanlagen in 2012¹⁵⁶

Technologie	CO ₂	CO ₂ -Äquivalent	SO ₂	SO ₂ -Äquivalent	NO _x
	[t/MWh _{th}]		[kg/MWh _{th}]		
Biomasse	0,000	0,002	0,089	0,253	0,236
Braunkohle	0,415	0,419	0,209	0,417	0,290
Erdgas-DT	0,201	0,202	0,001	0,142	0,201
Erdgas-GT	0,201	0,204	0,001	1,053	1,511
Erdgas-GuD	0,201	0,204	0,001	0,212	0,302
Erdöl-DT	0,286	0,289	0,178	0,317	0,200
Erdöl-GT	0,268	0,271	0,279	1,358	1,550
Steinkohle	0,338	0,344	0,221	0,354	0,173

7.4.9 Flächennutzung

Bei der Flächennutzung wird zwischen der Inanspruchnahme von Flächen für Energieinfrastruktur, wie Kraftwerksanlagen, sowie für die Bereitstellung der Primärenergieträger Braunkohle und Biomasse unterschieden. Die Faktoren für die Flächennutzung durch die Inanspruchnahme der Energieinfrastruktur basieren wie die Emissionsfaktoren auf der GEMIS-Datenbank. Die abgeleiteten Flächennutzungsfaktoren sind in Tabelle 27 in Abhängigkeit der installierten Leistung für die einzelnen Technologien dargestellt. Da in der GEMIS-Datenbank keine Angaben zu Batteriespeichern vorhanden sind, wird für die Flächennutzungsfaktoren der Mittelwert der Erneuerbare-Energien-Technologien angenommen, da diese analog zu Batteriespeichern überwiegend dezentrale Anlagen darstellen.

¹⁵⁵ So können beispielsweise die vergleichsweise hohen SO₂-Äquivalent-Emissionen von Erdgas-GT: erklärt werden, welche trotz relativ niedrigen SO₂-Emissionen vergleichsweise hoch sind, da andere Emissionen, wie NO_x, in der Wirkungsstärke von SO₂ ausgedrückt werden.

¹⁵⁶ Datenbasis: IINAS (2014).

Tabelle 27: Flächennutzungsfaktoren durch Energieinfrastruktur¹⁵⁷

Technologie	Flächennutzung [m ² /kW _{el}]	Technologie	Flächennutzung [m ² /kW _{el}]
Abfall	1,00	Kernenergie	0,29
Batterie	2,60	Laufwasser	0,00
Biomasse	0,08	PSP	0,00
Braunkohle	0,24	PV	6,90
Erdgas-DT	0,02	Speichersee	0,00
Erdgas-GT	0,02	Steinkohle	0,29
Erdgas-GuD	0,05	Wind Offshore	2,00
Erdöl-DT	0,02	Wind Onshore	1,40
Erdöl-GT	0,02		

Tabelle 28: Flächennutzungsfaktoren für Biomasseanbau und für Braunkohle-tagebau¹⁵⁸

Jahr	Landwirtschaft	Braunkohletagebau
	[m ² /MWh _{el}]	
2012	236,16	3,22
2015	231,30	3,22
2020	223,43	3,22
2025	215,83	3,22
2030	208,48	3,22

Separat wird die Flächennutzung in der Landwirtschaft für die Bereitstellung von Biomasse und durch Braunkohletagebaue im Modellansatz betrachtet (siehe Tabelle 28).¹⁵⁹ Die auf die Stromproduktion bezogenen Faktoren für die Landnutzung werden jeweils auf Basis des *Potenzialatlas für Erneuerbare Energien* hergeleitet (Agentur für Erneuerbare Energien 2010). Beim Flächenverbrauch durch die Landwirtschaft zur Produktion von Biomasse sind sowohl die Nutzung von Reststoffen als auch Biomasse-Importe berücksichtigt. Zudem werden hinsichtlich der landwirtschaftlichen Flächennutzung Effizienzgewinne beachtet, welche auf höhere landwirtschaftliche Erträge und auf einen zunehmenden Wirkungsgrad bei der Stromproduktion zurückzuführen sind.

¹⁵⁷ Datenbasis: IINAS (2014).

¹⁵⁸ Datenbasis: Agentur für Erneuerbare Energien (2010).

¹⁵⁹ Andere Primärenergieträger werden nicht berücksichtigt, da der Inlandsanteil verhältnismäßig gering ist (vgl. Abschnitt 7.4.10). Für diese Primärenergieträger findet zwar auch eine Flächennutzung im Ausland statt, es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass diese für die gesellschaftliche Akzeptanz in Deutschland eine vergleichsweise geringe Bedeutung hat.

Hinsichtlich der Braunkohletagebaue wird hingegen angenommen, dass mögliche Effizienzgewinne durch den Abbau in tieferen Kohleflözen kompensiert werden.

7.4.10 Beschäftigungseffekte

Die Herleitung der Beschäftigungsfaktoren folgt dem Vorgehen von Rutovitz und Harris (2012) und ist auf Deutschland beschränkt. Da es sich beim Modellierungsansatz um ein Teilmodell handelt, können lediglich direkte Beschäftigungsauswirkungen im Stromsektor untersucht werden, d. h. es werden keine konsuminduzierten Effekte, z. B. durch niedrigere oder höhere Strompreise, untersucht.¹⁶⁰ Die Ermittlung der Beschäftigungsfaktoren umfasst dabei die Bereiche *Anlageninstallation, Wartung und Betrieb* sowie *Rohstoffbereitstellung*. Auf die Berechnungen der Beschäftigungseffekte durch die Herstellung von Anlagen wird hingegen verzichtet, da der Anteil von inländischen Produktionsanteilen zu stark von externen Effekten außerhalb der Energiepolitik abhängt, wie der Ausprägung von Subventionen oder Zöllen (Klein et al. 2013), und daher schwer prognostizierbar sind.

7.4.10.1 Beschäftigungseffekte durch Anlageninstallation

Für die Ermittlung der Beschäftigungseffekte durch die Installation von Anlagen wird der Datensatz von Rutovitz und Harris (2012) übernommen, welcher sich auf europäische OECD-Länder bezieht. Da Batteriespeicher im Datensatz von Rutovitz und Harris (2012) nicht enthalten sind, werden die Beschäftigungsfaktoren von PV-Anlagen für diese übernommen, da der Installationsaufwand von PV-Anlagen am ehesten mit dezentralen Batteriespeichern vergleichbar ist. Die Beschäftigungseffekte sind in Beschäftigungsjahre pro installierte Leistung ausgewiesen und berücksichtigen Lerneffekte (siehe Tabelle 29).¹⁶¹ Um der Momentaufnahme im Stichjahr zu entsprechen, werden die von Rutovitz und Harris (2012) ausgewiesenen Beschäftigungseffekte in Jobjahren durch die Anzahl der Jahre dividiert, die das Stichjahr repräsentiert,¹⁶² da die Beschäftigungseffekte über die jeweiligen Jahre verteilt wirken.

¹⁶⁰ Zu beachten ist auch, dass die Faktoren einen linearen Zusammenhang darstellen. In der Realität können insbesondere bei nicht aggregierter Betrachtung abweichende Zusammenhänge vorhanden sein.

¹⁶¹ Diese können auch negativ sein, wie im Fall von Wasserkraftanlagen, da bspw. durch die Nutzung von sekundären Lagen ein höherer Aufwand bei der Installation entsteht.

¹⁶² Das Stichjahr 2015 repräsentiert z. B. drei Jahre (2013–2015).

Tabelle 29: Beschäftigungsfaktoren für die Installation¹⁶³

Technologie		2012	2015	2020	2025	2030
		[Beschäftigung/MW _{el}]				
Konventionelle	Abfall	8,57	8,50	8,37	8,25	8,57
	Batterie	10,50	8,61	7,40	6,37	10,50
	Braunkohle	8,55	8,45	8,35	8,25	8,55
	Erdgas	1,88	1,85	1,80	1,75	1,88
	Erdöl	1,88	1,85	1,80	1,75	1,88
	PSP	6,86	6,99	7,18	7,37	6,86
	Kernenergie	15,73	15,73	15,73	15,73	15,73
	Steinkohle	8,57	8,50	8,37	8,25	8,57
Erneuerbare	Biomasse	14,99	14,50	14,20	13,90	14,99
	Laufwasser	17,16	17,47	17,95	18,43	17,16
	Speicherseen	6,86	6,99	7,18	7,37	6,86
	PV	10,50	8,61	7,40	6,37	10,50
	Wind Onshore	2,52	2,31	2,30	2,28	2,52
	Wind Offshore	7,26	5,80	5,05	4,40	7,26

7.4.10.2 Beschäftigungseffekte durch Wartung und Betrieb

Die Beschäftigungsfaktoren für Wartung und Betrieb werden auf Basis von Veröffentlichungen und eigenen Recherchen ermittelt. Für Erneuerbare-Energien-Anlagen kann auf eine Studie im Auftrag des BMU zurückgegriffen werden, welche die Beschäftigung für einzelne Technologien in 2013 ermittelt hat (O’Sullivan et al. 2014). Die Faktoren für konventionelle Kraftwerksanlagen werden hingegen durch eigene Recherchen und Berechnungen ermittelt, welche auf Angaben von Kraftwerksbetreibern in Presseberichten oder Internetpräsenzen basieren.¹⁶⁴ Die zur Ermittlung der Faktoren berücksichtigten Anlagen sind im Anhang A.7 dokumentiert. Um die Plausibilität der so ermittelten Beschäftigungsfaktoren zu prüfen, werden diese in Abbildung 44 mit weiteren Studien verglichen: Einerseits mit der Studie von Rutovitz und Harris (2012), welche Faktoren aggregiert für die europäischen OECD-Länder ermittelt haben, und andererseits mit der Studie von Gabriel et al. (2011), welche einzelne Technologien in Deutschland betrachtet haben.

Auffallend in Abbildung 44 ist, dass die auf eigenen Berechnungen basierenden Faktoren jeweils unter denen von Gabriel et al. (2011) liegen. Ursachen für diese Abweichungen könnten zum einen in der kleineren Stichprobe von Gabriel et al. (2011) liegen und zum

¹⁶³ Datenbasis: Rutovitz und Harris (2012).

¹⁶⁴ Abweichend davon werden die Beschäftigungsfaktoren für Batteriespeicher von dem Beschäftigungsfaktor für PV hergeleitet.

anderen speziell bei Braunkohlekraftwerken darin begründet sein, dass Gabriel et al. (2011) auch die Beschäftigung in Tagebauen berücksichtigt haben. Im Vergleich zu den Faktoren von Rutovitz und Harris (2012) liegen die ermittelten Werte jedoch mit der Ausnahme von Kohlekraftwerken in einer ähnlichen Größenordnung. Diese Abweichung kann jedoch auf den relativ hohen Anteil von KWK-Anlagen in Deutschland zurückgeführt werden, die zusätzlichen Personalaufwand erfordern und bei Rutovitz und Harris (2012) separat berücksichtigt sind.

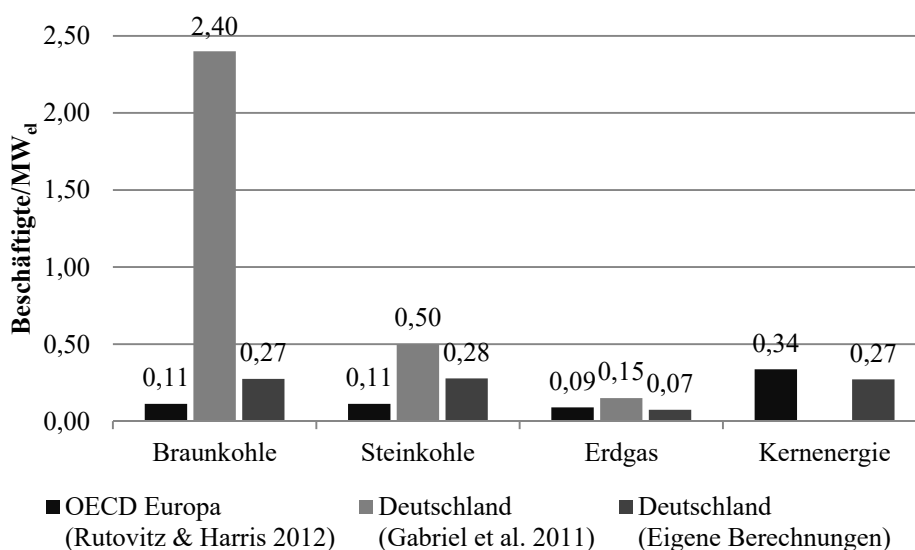


Abbildung 44: Studienvergleich zu Beschäftigungsfaktoren für Wartung und Betrieb

Für zukünftige Stichjahre werden die ermittelten Beschäftigungsfaktoren mit den technologiespezifischen Lernkurven nach Rutovitz und Harris (2012) fortgeschrieben. In Tabelle 30 sind sowohl die ermittelten Beschäftigungsfaktoren in 2012 als auch die fortgeschriebenen Beschäftigungsfaktoren für die zukünftigen Stichjahre dargestellt.¹⁶⁵

¹⁶⁵ Die Zunahme der Beschäftigungsfaktoren für Wartung & Betrieb für Wasserkraftwerke kann mit der Altersstruktur erklärt werden (vgl. Bundesnetzagentur 2014). Da Wasserkraftwerke zum Teil länger als 50 Jahre betrieben werden, ist hier mit einem wachsenden Aufwand für Instandhaltung zu rechnen.

Tabelle 30: Beschäftigungsfaktoren für Wartung und Betrieb¹⁶⁶

Technologie		2012	2015	2020	2025	2030
		[Beschäftigung/MW _{el}]				
Konventionelle	Abfall	0,28	0,27	0,27	0,26	0,26
	Batterie	0,30	0,25	0,21	0,18	0,15
	Braunkohle	0,27	0,27	0,27	0,26	0,26
	Erdgas	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06
	Erdöl	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06
	PSP	0,85	0,87	0,89	0,91	0,93
	Kernenergie	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
	Steinkohle	0,28	0,27	0,27	0,26	0,26
Erneuerbare	Biomasse	2,98	2,84	2,75	2,69	2,63
	Laufwasser	0,85	0,87	0,89	0,91	0,93
	Speicherseen	0,85	0,87	0,89	0,91	0,93
	PV	0,30	0,25	0,21	0,18	0,15
	Wind Onshore	0,54	0,48	0,44	0,44	0,44
	Wind Offshore	1,44	1,31	1,05	0,91	0,79

7.4.10.3 Beschäftigungseffekte durch Rohstoffbereitstellung

Um die zukünftigen Beschäftigungsfaktoren der Rohstoffbereitstellung in Deutschland zu ermitteln, wird zunächst der Inlandsanteil der Förderung der jeweiligen Energierohstoffe bestimmt (AGEB 2014). Der Inlandsanteil wird dazu auf Basis der historischen Entwicklung fortgeschrieben, welche von 1990 bis 2013 in Abbildung 45 dargestellt ist. Die hierauf basierende fortgeschriebene Entwicklung bis 2030 ist in Tabelle 31 abgebildet. Sowohl für Braunkohle als auch für Biomasse wird hierbei in Zukunft ein Inlandsanteil von 100% angenommen. Die Entwicklung der Importraten für Erdgas und Erdöl werden entsprechend der historischen Daten als leicht rückläufig angenommen und daher auf Basis von historischen Wachstumsraten fortgeschrieben. Da der Steinkohleabbau mit der Schließung der letzten Zeche in Deutschland in 2018 zu Ende geht, wird die zukünftige Entwicklung des Inlandsanteils entsprechend des jährlichen prozentualen Rückgangs fortgeschrieben.¹⁶⁷

¹⁶⁶ Datenbasis: Erneuerbare-Energien-Anlagen basierend auf O’Sullivan et al. (2014), Konventionelle Anlagen auf Basis eigener Recherche, Fortschreibung der Werte bis 2030 auf Basis von Rutovitz und Harris (2012).

¹⁶⁷ Die Anwendung von Wachstumsfaktoren ist in diesem Fall nicht geeignet, da der 0%-Zustand nicht erreicht werden kann.

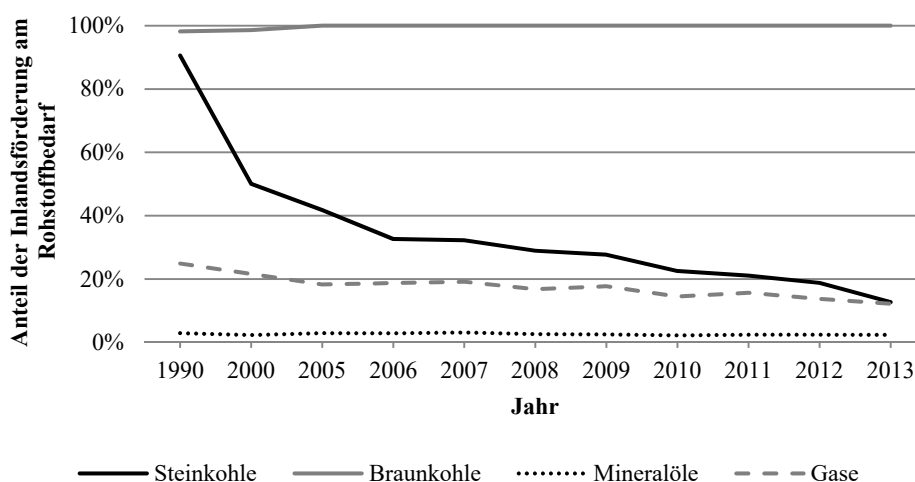


Abbildung 45: Historische Entwicklung der Inlandsförderung verschiedener Energieträger¹⁶⁸

Im nächsten Schritt werden die Beschäftigungsfaktoren für die Rohstoffbereitstellung in Deutschland ermittelt. Hierzu wird die Anzahl der Beschäftigten im jeweiligen Bereich durch die Primärenergiegewinnung (PEG) der einzelnen Energieträger dividiert (siehe Tabelle 32). Um im Modell den Inlandsbeschäftigungseffekt durch die Bereitstellung der jeweiligen Energierohstoffe zu berechnen, werden die technologiespezifischen Beschäftigungsfaktoren mit dem jeweiligen Inlandsanteil des Betrachtungsjahres multipliziert.

Tabelle 31: Entwicklung der Inlandsförderanteile für die berücksichtigten Energieträger

Energieträger	2012	2015	2020	2025	2030
[%]					
Biomasse	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Braunkohle	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Erdgas	13,4%	11,2%	9,5%	8,1%	7,0%
Erdöl	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%
Steinkohle	18,8%	6,0%	0,0%	0,0%	0,0%

¹⁶⁸ Eigene Berechnungen auf Basis von AGEb (2014).

Tabelle 32: Beschäftigung und Primärenergiegewinnung in 2013¹⁶⁹

Energieträger	Beschäftigte [n]	PEG [TWh _{th}]	Beschäftigte/PEG [Anzahl/TWh _{th}]
Biomasse	43.200	100,5	430,0
Braunkohle	13.881	460,3	30,2
Erdgas/Erdöl	3.088	135,8	22,7
Steinkohle	15.096	63,6	237,3

7.5 Modellimplementierung

Die Modelle der *ELTRAMOD*-Familie sind in der Programmierumgebung von *GAMS* (General Algebraic Modeling System) implementiert (siehe Anhang A.4), welche eine algebraische Programmiersprache nutzt. *GAMS* wurde ursprünglich für die Internationale Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (auch als Weltbank bezeichnet) entwickelt und bietet mehrere Vorteile zur Abbildung von echten Anwendungsproblemen (Bussieck und Meeraus 2004). Zu den Vorteilen gehört, dass einerseits die Modellbeschreibung und die Dateneingabe unabhängig voneinander erfolgen und andererseits die Lösung des Gesamtmodells unabhängig von der Dateneingabe stattfindet. In der Folge können auch komplexe Probleme und deren Variationen (z. B. Sensitivitäten) mit *GAMS* gelöst werden. Für die numerische Lösung des Modells wird der kommerzielle Solver bzw. Lösungsalgorithmus *CPLEX 12.0* verwendet, der auf dem Simplex-Algorithmus basiert (GAMS Development Corporation 2014).

Zur Lösung der Modelle werden die Ressourcen des *Hochleistungsrechner- und Speicherkomplexes* der TU Dresden genutzt. Die Modellläufe werden dort auf dem Hochleistungsrechner *HPC-Titan* durchgeführt (8 Knoten mit je zwei Quad-Core-Xeon-CPU's E5450 und jeweils 16 GB Hauptspeicher). Dieser ermöglicht die gleichzeitige Berechnung mehrerer Szenariodurchläufe. Zeitlich beansprucht der Aufbau des Problems und die Lösung eines Modelljahres in Abhängigkeit der Zubau-Freiheitsgrade zwischen 100 und 400 Minuten. Für die komplette Berechnung des Basisjahrs sowie von vier verbundenen Stichjahren beträgt die Rechenzeit 750–1.100 Minuten.

7.6 Modellvalidierung

Die Validierung der Funktionsweisen von Modellen anhand von historischen Daten im Rahmen des *Backtesting* ist ein wichtiger Schritt bei der Durchführung von Energiesystemanalysen (vgl. Möst und Fichtner 2009). Daher wird im Folgenden durch den

¹⁶⁹ Die Datenbasis für die Anzahl der Beschäftigten ist im Bereich der Gewinnung von konventionellen Energieträgern: BMWi (2014b) und für Biomasse: O'Sullivan et al. (2014).

Vergleich der Modellergebnisse mit historischen Realdaten aus dem Basisjahr 2012 in mehreren Schritten geprüft, inwiefern mit *ELTRAMOD-INVEST* trotz der getroffenen Vereinfachungen belastbare Aussagen über die zukünftige Entwicklung des deutschen Strommarktes getroffen werden können.¹⁷⁰

7.6.1 Strompreise

Zunächst werden die im Modell ermittelten Strompreise¹⁷¹ in Deutschland mit den Day-Ahead-Auktionsergebnissen für Stundenprodukte der EPEX-Spot im Jahr 2012 verglichen (EPEX SPOT 2012). Die Validierung der Strompreise wird hierzu einerseits auf Basis grafischer Auswertungen und andererseits mit Hilfe statistischer Kenngrößen durchgeführt.

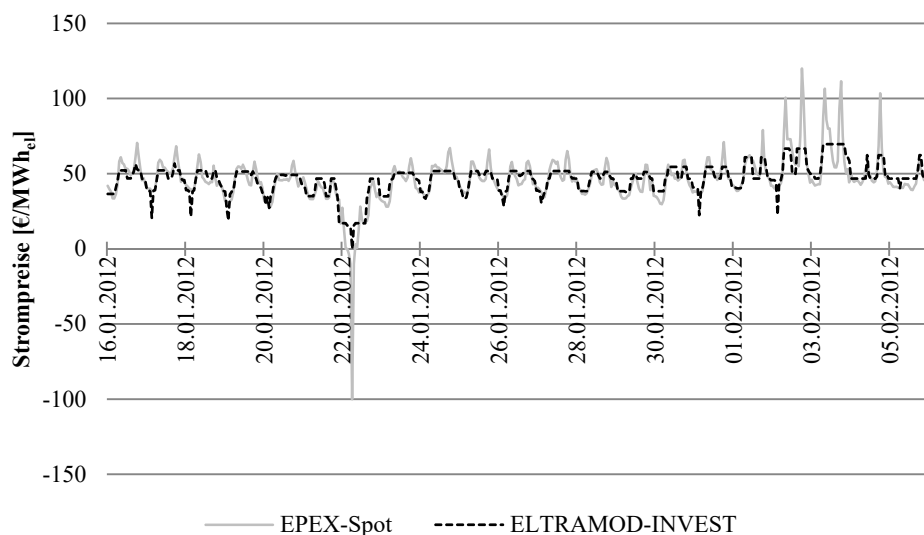


Abbildung 46: Vergleich der stündlichen Preise der vierten und fünften Kalenderwoche in 2012

Zur Analyse des Modellfehlers wird zunächst der stündliche Preisverlauf aus der vierten und fünften Kalenderwoche in 2012 ausgewählt. Dieser Zeitraum eignet sich besonders, da in einem kurzen Zeitraum Preisspitzen sowohl in positiver als auch negativer Hinsicht

¹⁷⁰ Anzumerken ist, dass kein einheitliches Verfahren zur Validierung von Strommarktmodellen existiert. Es werden die Validierungsschritte nach Genoese (2013) durchgeführt, welche um eine Validierung des Stromhandels erweitert werden.

¹⁷¹ Die Strompreise werden aus den Systemgrenzkosten der Stromnachfrage abgeleitet (vgl. Abschnitt 7.7.4).

auftreten.¹⁷² Aus der grafischen Darstellung der Preiszeitreihen für die beiden Kalenderwochen in Abbildung 46 geht hervor, dass das Modell trotz der vorgenommenen Vereinfachungen die auf dem Markt beobachtbaren Preisbewegungen gut abbilden kann.

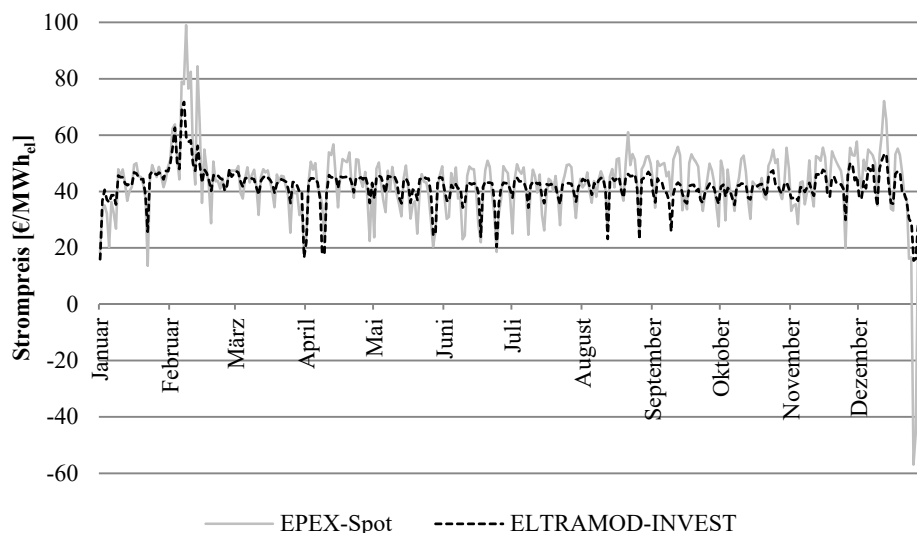


Abbildung 47: Vergleich der durchschnittlichen Tagespreise in 2012

Zugleich wird ersichtlich, dass Preisspitzen nicht im vollen Umfang getroffen werden. Dies zeigt sich zum einen am Morgen des 22. Januars 2012, als eine hohe Windeinspeisung in Kombination mit einer relativ niedrigen Nachfrage zu negativen Preisen am Day-Ahead-Markt führte (energate 2012a). Hier werden im Modell minimale Schattenpreise von 0 €/MWh_{el} ermittelt. Zum anderen wird dies an den Preisspitzen im Day-Ahead-Markt an den ersten Tagen im Februar 2012 deutlich, welche durch eine europäische Kältewelle verursacht wurden (energate 2012b). Diese werden durch das Modell um bis zu 44% unterschätzt. Die hieraus abgeleitete Tendenz, dass Preisbewegungen zwar gut erfasst werden, Preisausreißer allerdings unterschätzt werden, bestätigt sich auch in einer Jahresbetrachtung, welche für tägliche Durchschnittspreise (Base-Preise) in Abbildung 47 dargestellt ist.

Neben der chronologischen Betrachtung der Preisreihen eignet sich zur grafischen Analyse der Modellgüte auch die nach Preishöhen sortierte Darstellung. Die daraus resultierende Preisdauerlinie ist in Abbildung 48 für 8.760 Stunden dargestellt.

¹⁷² Auf die Betrachtung des Gesamtjahres wird aufgrund der Unübersichtlichkeit durch Anzahl der Datenpunkte verzichtet.

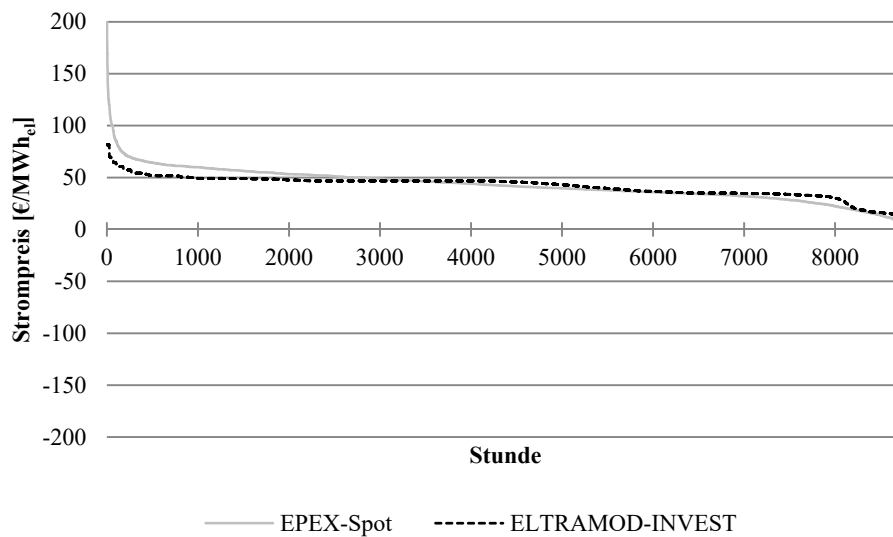


Abbildung 48: Vergleich der stündlichen Preisdauerlinien in 2012

Der Vergleich der Preisdauerlinien bestätigt den zuvor gewonnenen Eindruck, dass systematisch Preisspitzen unterschätzt werden. Das bedeutet, dass die im Modell hinterlegten Restriktionen und Kosten die Preise insbesondere in Höchstlastzeiten nicht umfassend erklären können. Ursache können Vereinfachungen im Modellansatz sein, z. B. hinsichtlich der Anfahrkosten von Kraftwerken. Für die beobachteten Abweichungen können aber auch Spitzenlastkraftwerke verantwortlich sein, die in der Realität über den kurzfristigen Grenzkosten anbieten (vgl. Cramton und Ockenfels 2012), was im Modellansatz nicht bzw. nur für neu installierte Kapazitäten berücksichtigt wird (vgl. Abschnitt 7.7.4). Zugleich wird in Abbildung 48 ersichtlich, dass die in 2012 auftretenden negativen Preise nicht durch *ELTRAMOD-INVEST* erklärt werden können. Dies kann ebenfalls durch die vereinfachte Abbildung der intertemporalen Aufwendungen erklärt werden, so können beispielsweise technische Restriktionen oder die mit An- und Abfahrvorgängen verbundenen Kosten in der Realität dazu führen, dass es für Anlagenbetreiber günstiger ist, zu negativen Preisen am Großhandelsmarkt anzubieten, als die Leistung für einzelne Stunden zu reduzieren.

Die in der grafischen Analyse beobachteten Fehler durch Preisausreißer sind insgesamt typisch für Fundamentalmodelle (siehe Ellersdorfer et al. 2008). Inwiefern sich diese Fehler kritisch auf die Aussagefähigkeit der Modellergebnisse auswirken, soll nun mit Hilfe von statistischen Kennzahlen näher untersucht werden. Dazu sind in Tabelle 33 für die Analyse von Elektrizitätsmarktmodellen übliche statistische Kennzahlen gegenübergestellt (vgl. Genoese 2013).

Aus der Tabelle 33 geht für das Jahr 2012 hervor, dass in *ELTRAMOD-INVEST* die Strompreise im Jahresmittel um rd. 0,88 €/MWh_{el} unter dem der EPEX-Spot liegen. Die in der grafischen Analyse beobachteten Einschränkungen des Fundamentalmodellansatzes werden auch in der Spannbreite zwischen minimalem und maximalem Strompreis ersichtlich: Diese beträgt an der EPEX-Spot über 400 €/MWh_{el}, während sie sich im Modellansatz auf rd. 80 €/MWh_{el} beläuft. Durch die unvollständige Abbildung von Preisspitzen fällt auch die Standardabweichung des Modells um rd. 40% geringer aus als im Vergleich zur EPEX-Spot.

Tabelle 33: Vergleich der Kennzahlen für das Basisjahr 2012

Kennzahlen		EPEX-Spot Day-Ahead	ELTRAMOD- INVEST	ELTRAMOD- INVEST (Preisdauerlinie)
Mittelwert	[€/MWh _{el}]	42,58	41,70	-
Gew. Mittelwert	[€/MWh _{el}]	44,88	43,09	-
SD	[€/MWh _{el}]	18,70	9,97	-
Min. Strompreis	[€/MWh _{el}]	-221,99	0,00	-
Max. Strompreis	[€/MWh _{el}]	210,00	81,41	-
Korrelation	[%]	-	74%	89%
MAE	[€/MWh _{el}]	-	7,42	5,34
RMSE	[€/MWh _{el}]	-	13,20	10,87

Zu einem modellübergreifenden Vergleich der Modellgüte werden nun die Korrelation nach Pearson, der mittlere absolute Fehler (MAE)¹⁷³ und die Wurzel aus der mittleren Quadratfehlersumme (RMSE)¹⁷⁴ herangezogen, welche die Modellergebnisse direkt mit den Marktpreisen vergleichen. Die Kenngrößen werden sowohl für die unsortierten Werte als auch auf Basis der Preisdauerlinie berechnet. Tabelle 34 zeigt im Vergleich zu Drittstudien,¹⁷⁵ dass die Korrelation der unsortierten Preise mit 74% im Modell überdurchschnittlich hoch ausfällt. Das bestätigt die Aussage, dass das Modell die Preistendenzen des Marktes gut abbilden kann. Der MAE mit 5,34 €/MWh_{el} sowie der RMSE mit 10,82 €/MWh_{el} auf Basis der Preisdauerlinie befinden sich im Mittelfeld des

¹⁷³ Mittlerer absoluter Fehler/Mean Absolute Error: $MAE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^T (|x_i - \hat{x}_i|)$

¹⁷⁴ Wurzel aus der Quadratfehlersumme/Root Mean Square Error: $RMSE = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^T (x_i - \hat{x}_i)^2}$

¹⁷⁵ Grundsätzlich ist es sinnvoll, modellübergreifende Vergleiche zu den Kenngrößen jeweils auf das gleiche Jahr zu beziehen. Da jedoch keine Studien mit analogen Kenngrößen für den deutschen Strommarkt bekannt sind, wird eine grundsätzliche Einordnung der Modellgüte auf Basis von Studien mit abweichenden Betrachtungsjahren vorgenommen.

Studienvergleichs. Daher kann die Modellgüte insbesondere unter Berücksichtigung der getroffenen Vereinfachungen als zufriedenstellend eingeordnet werden.

Tabelle 34: Überblick über Gütekennzahlen vergleichbarer Modellansätze¹⁷⁶

Autoren	Betrachtungsjahr	Korrelation	MAE	RMSE
		[%]	[€/MWh _{el}]	[€/MWh _{el}]
Genoese (2013)	2010	69%	7,01	8,84
	2009	63%	6,93	9,40
Genoese (2010)	2004	65%	3,59	4,29
	2001	44%	2,52	20,43
Möst und Genoese (2009)	2006	-	7,88	39,09
	2005	50%	4,19	11,70
	2004	67%	1,91	2,81
	2001	45%	2,72	20,13
Möst (2006)	2005	-	6,30	8,42
Weber (2005)	2001	-	4,26	8,91

Insgesamt zeigt die Validierung hinsichtlich der Strompreise, dass das Modell sehr gut geeignet ist, um Preistendenzen auf dem deutschen Strommarkt abzubilden, was auch auf die Jahresdurchschnittspreise zutrifft. Im Hinblick auf die Gütekennzahlen ist *ELTRAMOD-INVEST* vergleichbar mit anderen Fundamentalmodellansätzen und kann daher für Analysen mit langfristigem Zeithorizont als gut geeignet angesehen werden (Möst und Genoese 2009).¹⁷⁷ Bei der Bewertung der Szenarienergebnisse sollte neben dem grundsätzlichen Modellfehler bei der Preisbildung beachtet werden, dass durch die geringe Volatilität der Preise, welche durch die Unterbewertung von Preisspitzen verursacht wird, Technologien benachteiligt werden könnten, die ansonsten von dieser profitieren. Dies trifft insbesondere auf Spitzenlastkraftwerke, Demand-Side-Management-Maßnahmen oder Speicher zu.

7.6.2 Stromerzeugung

Der Vergleich der jährlichen Nettostromerzeugung einzelner Technologien bildet ebenfalls eine gute Möglichkeit, die Funktionsweise des Modellansatzes näher zu prüfen. Aufgrund von Abweichungen in verschiedenen Erhebungen zur Nettostromerzeugung wird als Vergleichsbenchmark der Durchschnitt der in Egerer et al. (2014) zusammengefassten Datensätze herangezogen, welche Daten vom Bundesverband der Energie- und

¹⁷⁶ Korrelation auf Basis von unsortierten Werten, MAE und RMSE auf Basis von Preisdauerlinien.

¹⁷⁷ Die Eignung wäre allerdings im Hinblick auf kurzfristige Entwicklungen auf dem Strommarkt zu hinterfragen. Hier sind in der Regel andere Modellansätze besser geeignet, siehe hierzu: Ventosa et al. (2005).

Wasserwirtschaft (BDEW), der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des BMU für 2012 umfassen. Abbildung 49 zeigt die jährliche Nettostromerzeugung aus konventionellen Anlagen des Vergleichsbenchmarks sowie die Modellergebnisse von *ELTRAMOD-INVEST*.

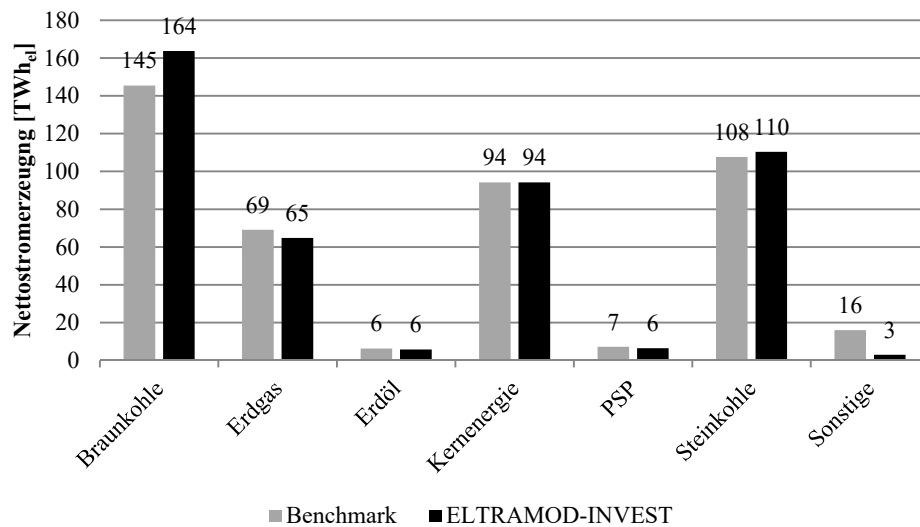


Abbildung 49: Vergleich der Nettostromerzeugung der konventionellen Kraftwerke in 2012¹⁷⁸

Aus der Gegenüberstellung geht eine weitgehende Übereinstimmung der erzeugten Jahresmengen je Technologie hervor. Ein Großteil der Überschätzung bei der Stromerzeugung aus Steinkohle sowie Braunkohle kann auf die nicht detaillierte Erfassung bzw. Vernachlässigung von sonstigen Energieträgern im Modellansatz zurückgeführt werden.¹⁷⁹ Zudem wird im Modell die Stromerzeugung aus Erdgas unterschätzt. Diese Abweichung ist typisch bei Fundamentalansätzen, fällt jedoch durch die Integration von Mindestlastbedingungen für KWK-Anlagen wesentlich geringer aus als bei vergleichbaren Analysen (vgl. Genoese 2013, S. 153).

¹⁷⁸ Als Benchmark wird der Mittelwert der Datensätze aus Egerer et al. (2014) verwendet.

¹⁷⁹ Unter „sonstige Erzeugung“ zählt im Modellansatz lediglich die Stromerzeugung durch die Verbrennung von Abfall. In den Vergleichsdaten wird unter „sonstige Erzeugung“ auch die Stromerzeugung aus Anlagen mit mehr als einem Brennstoff erfasst.

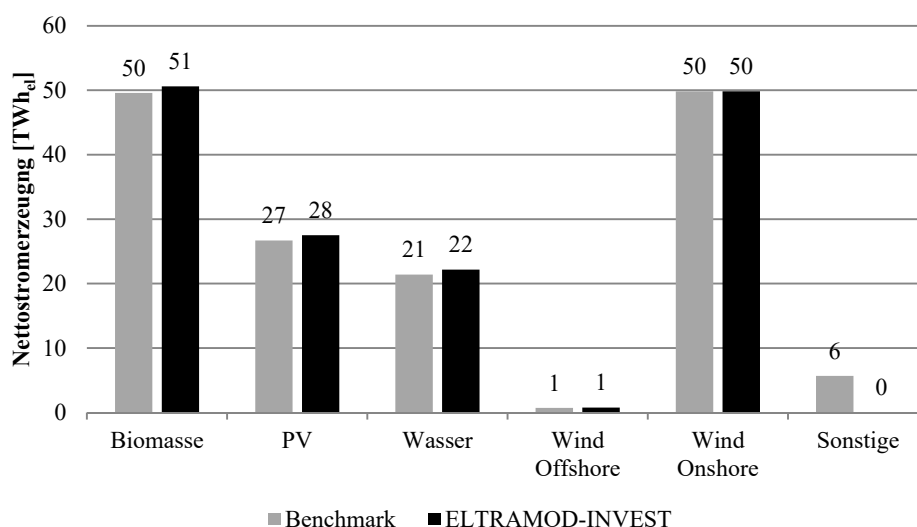


Abbildung 50: Vergleich der Nettostromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in 2012

Das gleiche Vorgehen zur Gegenüberstellung wird für die Stromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen angewendet und ist entsprechend in Abbildung 50 dargestellt. Aus dieser geht eine sehr hohe Übereinstimmung für alle im Modell integrierten Erneuerbare-Energien-Technologien hervor. Dies bestätigt in erster Linie, dass keine signifikanten Abweichungen in den verwendeten Datensätzen vorhanden sind, da die Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen weitgehend exogen vorgegeben ist. Signifikante Abweichungen zeigen sich lediglich bei den Sonstigen-Anlagen, welche im Wesentlichen Anlagen zur Stromerzeugung aus Geothermie und Abfall umfassen. Diese sind aufgrund des geringen Einflusses nicht im Modellierungsansatz von *ELTRAMOD-INVEST* berücksichtigt.

7.6.3 Stromaustausch

Die Analyse der Stromhandelsflüsse zwischen Deutschland und den angrenzenden Ländern stellt eine weitere Möglichkeit dar, um die Übertragbarkeit der Modellergebnisse auf reale Marktbedingungen zu prüfen. Um die Modellhandelsflüsse zu vergleichen, wird das deutsche Stromhandelssaldo (Stromexporte abzüglich Stromimporte) herangezogen. Dieses wird auf Basis der vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) veröffentlichten stündlichen Handelsflüsse

berechnet (ENTSOE 2013b). Die Gegenüberstellung des realen Handelssaldos und der Modellergebnisse ist auf Jahresbasis in Abbildung 51 dargestellt.¹⁸⁰

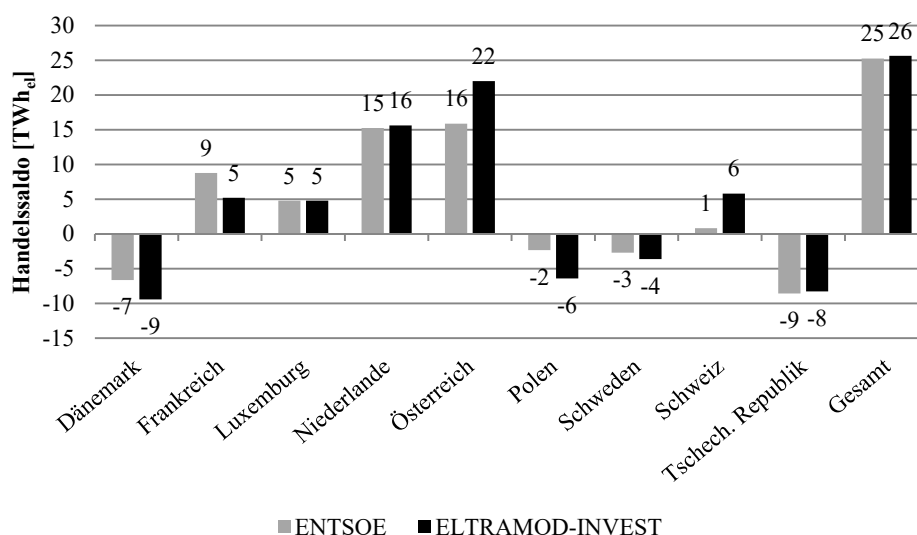


Abbildung 51: Vergleich des deutschen Stromhandelssaldos in 2012¹⁸¹

In Summe wird der deutsche Exportüberschuss in *ELTRAMOD-INVEST* mit rd. 26 TWh_{el} um weniger als eine TWh_{el} bzw. um lediglich 2% überschätzt. Ebenfalls werden die realen länderspezifischen Handelssalden im Modell annähernd abgebildet bzw. wird zumindest die Tendenz des Handelssaldos richtig erfasst. Eine signifikante Überschätzung des Handelssaldos von mehr als 5 TWh_{el} fällt lediglich für die Schweiz und Österreich auf. Für die Modellfehler könnte die vereinfachte Abbildung der Wasserkraft verantwortlich sein, die jeweils den größten Anteil an der Stromerzeugung der beiden Länder hat. So könnten in der Realität flexible Wasserkraftwerke besser in der Lage sein, auf veränderte Marktlagen zu reagieren, wodurch die Exporte im Modell entsprechend unterschätzt werden.

7.6.4 Emissionen

Da Emissionen als wichtiger Faktor für die Bevölkerung identifiziert werden konnten, wird abschließend eine Validierung anhand der CO₂-Emissionen vorgenommen. Dazu werden zum einen die absoluten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland

¹⁸⁰ Da für Luxemburg keine Daten vorliegen, wird das Modellergebnis für die ENTSOE-Werte übernommen.

¹⁸¹ Der ENTSOE-Handelssaldo basiert mit Ausnahme von Luxemburg auf ENTSOE (2013b). Für Luxemburg wird das Modellergebnis übernommen.

auf Basis der Schätzung von UBA (2014) und zum anderen die durch den BDEW (2013a) berechneten spezifischen CO₂-Emissionen in 2012 herangezogen.

Tabelle 35: Vergleich der absoluten und der verbrauchsspezifischen CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung in 2012

Kennzahlen		Externe Quellen	ELTRAMOD -INVEST	Abweichung in Prozent
Absolute CO ₂ -Emissionen	[Mio. t]	313 ^a	298	-5%
Spez. CO ₂ -Emissionen der Erzeugung	[g/kWh _{el}]	520 ^b	508	-2%

^a Quelle: (UBA 2014).

^b Quelle: (BDEW 2013a).

Wie der Tabelle 35 zu entnehmen ist, unterschätzt *ELTRAMOD-INVEST* die CO₂-Emissionen je nach Vergleichsquelle zwischen 2% und 5%. Zurückzuführen ist die Unterschätzung ebenfalls auf Vereinfachungen im Modellansatz, da z. B. die Effizienzminderung von Erzeugungseinheiten im Teillastbetrieb nicht in *ELTRAMOD-INVEST* berücksichtigt wird (Genoese 2013).

7.6.5 Bewertung der Validierungsergebnisse

Im Rahmen der Modellbildung sind – unter anderem aufgrund der Restriktionen bei Hard- und Software (Möst 2006) – eine Vielzahl von Vereinfachungen der Realität notwendig. Die durchgeführten Validierungsschritte der Modellergebnisse anhand von Echtdateien zeigen, dass der Modellierungsansatz von *ELTRAMOD-INVEST* trotz der vorgenommenen Vereinfachung in der Lage ist, das deutsche Marktergebnis im Rahmen eingegrenzter Fehlerspannen abzubilden. Die festgestellten Modellfehler können zudem zu großen Teilen auf die jeweiligen Vereinfachungen (wie die Bildung von Technologieklassen oder die vereinfachte Abbildung von Wasserkraftanlagen) bzw. auf den Fundamentalmodellcharakter von *ELTRAMOD-INVEST* zurückgeführt werden, der strategische Verhaltensweisen von Marktakteuren nicht berücksichtigt. Da die wesentlichen Modellergebnisse von den Realdateien im Jahresdurchschnitt nicht mehr als 5% abweichen, kann der Modellansatz für die Analyse von langfristigen Energietransformationspfaden als hinreichend genau betrachtet werden. Bei der Interpretation der Ergebnisse sollten allerdings sowohl die in der Validierung ermittelten Modellfehler als auch die Grenzen des Modellansatzes berücksichtigt werden, die im nächsten Abschnitt diskutiert werden.

7.7 Grenzen des Modellansatzes

Nachdem das Modell *ELTRAMOD-INVEST* hinsichtlich Struktur, Daten und Modellgüte in den vorherigen Abschnitten vorgestellt worden ist, wird im Folgenden eine kritische

Reflektion des Modellansatzes sowie von dessen Grenzen vorgenommen. Dies ist notwendig, um die Ergebnisse der in den folgenden Kapiteln durchgeführten Szenario-rechnungen einordnen zu können. Die Reflektion der Grenzen findet anhand von Kritikpunkten statt, die häufig in Zusammenhang mit analogen Modellansätzen diskutiert werden (vgl. Heinrichs 2013, S. 162 ff.).

7.7.1 Marktverständnis und Akteursverhalten

Zunächst werden das in *ELTRAMOD-INVEST* implizierte Marktverständnis und das daraus resultierende Akteursverhalten diskutiert. Der in *ELTRAMOD-INVEST* gewählte Modellansatz geht von einem zentralen Planer aus, der alle relevanten Systemausgaben eines Jahres unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen optimiert – dies entspricht dem Marktergebnis mit perfektem Wettbewerb. Hierbei wird implizit allen Akteuren im Strommarkt dieselbe Strategie unterstellt: Lastdeckung unter minimalen Aufwendungen. Strategisches Verhalten von Akteuren wird somit im Modellansatz vernachlässigt. Zur Integration von strategischen Verhaltensweisen in Energiesystemmodellen sind andere Ansätze notwendig, z. B. eine agentenbasierte Simulation der Akteure (Genoese 2010). Da jedoch der Einfluss von strategischem Verhalten sowie der Ausübung von Marktmacht auf das Marktergebnis im deutschen Strommarkt begrenzt ist (siehe Abschnitt 7.1) und ein langfristiger Analysefokus im Vordergrund der Arbeit steht, können die gewählten Annahmen zum Verhalten der Marktteilnehmer als zulässig betrachtet werden (vgl. Heinrichs 2013, S. 162 f.). Dies wird auch durch die Validierungsergebnisse im vorherigen Abschnitt unterstützt, die zeigen, dass das Marktergebnis auch ohne die explizite Berücksichtigung von strategischen Verhaltensweisen ausreichend genau durch den gewählten Modellansatz abgebildet werden kann.

7.7.2 Investitionsentscheidungen

Die Investition in zusätzliche Anlagen basiert im Modell auf dem streng ökonomischen Kalkül eines optimierenden Planers. In der Realität werden jedoch weitere Faktoren in den Investitionsentscheidungsprozess einbezogen, wie beispielsweise unternehmensinterne Risikostreuungsstrategien, begrenzt verfügbare Fertigungskapazitäten oder politische Grundsatzentscheidungen (vgl. Möst 2006, S. 142). Diese Aspekte können jedoch über zusätzliche Restriktionen in den Modellansatz integriert werden, z. B. als Zubaubeschränkung für bestimmte Technologien.

Die Begrenzung von Zubauentscheidungen ist auch vor dem Hintergrund des bereits in Abschnitt 7.3.2.4 vorgestellten *Penny-Switching*-Effekts relevant (auch *Big-Bang*-Effekt

genannt), welches ein grundlegendes Problem bei linearen Optimierungsmodellen ist.¹⁸² Dass lediglich eine Technologie aufgrund marginaler Kostenvorteile in den Modellrechnungen zugebaut wird, kann jedoch durch eine angemessene Begrenzung des Ausbaukorridors verhindert werden.

Bei den Investitionsentscheidungen ist zudem zu beachten, dass aufgrund des Aggregationsgrads und der Formulierung des Modells keine blockscharfen Einsatz- und Zubauentscheidungen getroffen werden. In der Realität erfolgen diese Entscheidungen jeweils auf Basis einzelner Kraftwerksblöcke, z. B. für eine einzelne Gasturbine mit einer Leistung von 100 MW_{el}. In der Folge kann es zu geringen Abweichungen zu einem real möglichen Ausbau kommen, da dieser im Modell auch Werte zwischen den zwei Leistungsblöcken einnehmen kann, in Bezug zur Gasturbine beispielsweise Werte zwischen 100 und 200 MW_{el}. Die vorgenommene Aggregation führt auch dazu, dass im Rahmen der Auswertungen keine einzelnen Anlagen betrachtet werden können, sondern lediglich Technologien bzw. Technologieklassen. Der hieraus resultierende Fehler und die Nachteile bei der Auswertung sind jedoch in Bezug zu der langfristig ausgerichteten Fragestellung vertretbar.

7.7.3 Berücksichtigung von Unsicherheiten

Insbesondere Partialmodelle werden durch die exogen vorgegebenen Annahmen von einer Reihe von unsicheren Entwicklungen beeinflusst, deren Ausgangspunkt außerhalb der Modellgrenzen liegt. Die Unsicherheit besteht z. B. hinsichtlich der Preisentwicklung an den Rohstoffmärkten oder auch hinsichtlich zukünftiger politischer und regulatorischer Vorgaben. Wie bereits in Abschnitt 7.1 dargestellt wird trotz der Vielzahl von möglichen Unsicherheitsquellen ein deterministischer Ansatz gewählt, da die Quantifizierung von langfristigen Risiken nicht zufriedenstellend möglich ist. Alternative Entwicklungspfade, deren Eintrittswahrscheinlichkeit mit Unsicherheit behaftet ist, werden daher im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht. In Zusammenhang mit den vorab diskutierten Investitionsentscheidungen sei allerdings darauf hingewiesen, dass Akteure in ihren Entscheidungskalkülen diese Unsicherheiten ebenfalls berücksichtigen. Daher sind die aus der Analyse abgeleiteten Investitionsentscheidungen, aber auch die Kraftwerkseinsatzplanung lediglich als optimaler Zustand zu betrachten, der in der Realität aus Gründen der Risikoabwägung durch die handelnden Akteure nicht erreicht wird.

¹⁸² Grundsätzlich führt das *Penny-Switching* dazu, dass in linearen Optimierungsproblemen extreme Veränderungen der Investitionsentscheidung aufgrund marginaler Kostenunterschiede entstehen können (vgl. Ehlers 2011, S. 139).

7.7.4 Preisinformation auf Basis der Systemausgaben

Ein bedeutendes Element für die nachfolgenden Analysen und die Bestimmung der Haushaltsstrompreise ist der Großhandelspreis. Dieser wird im Modell auf Basis von Schattenpreisen der Strombilanz ermittelt, welche die Systemgrenzkosten der Elektrizitätsnachfrage darstellen – also die zusätzlichen Kosten, die durch die Erhöhung der Nachfrage um eine zusätzliche, marginale Einheit entstehen.¹⁸³ Soweit ausreichend Kraftwerkskapazität zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage vorhanden ist, beinhalten die Systemgrenzkosten lediglich die kurzfristigen variablen Aufwendungen zur Stromproduktion. Falls davon abweichend innerhalb eines Betrachtungsjahres zusätzliche Investitionen zur Nachfragedeckung notwendig sind, enthalten die Grenzkosten auch Kapazitätskosten (in Form von fixen Kosten inkl. der Amortisationszahlungen). Diese werden jedoch nicht über das gesamte Jahr verteilt, sondern fallen lediglich in der oder den für die Kapazitätserweiterung verantwortlichen Stunde(n) an – auch wenn die zusätzliche Erzeugungskapazität darüber hinaus zum Einsatz kommt. In der Konsequenz bedeutet dies, dass es in den Höchstlastzeiten¹⁸⁴ zu deutlichen Preisspitzen kommen kann. Inwiefern diese Preisspitzen in der Realität durchsetzbar sind, ist nicht eindeutig beantwortet. So werden diese Preisspitzen einerseits zur Refinanzierung von Spitzenlastkraftwerken benötigt, andererseits bedingen sie auch Marktmacht (Cramton und Ockenfels 2012),¹⁸⁵ wodurch diese in den Fokus der Marktaufsichtsbehörden, wie dem Bundeskartellamt, rücken könnten. Hierbei besteht für Marktaufsichtsbehörden die Herausforderung, die zur Refinanzierung von Spitzenlastkraftwerken notwendigen Preisspitzen von marktmissbräuchlichen Preisen zu unterscheiden (Frontier Economics 2014).

Die Ergebnisse der Validierung zeigen, dass gerade in Spitzenlastzeiten die Marktpreise unterschätzt werden, also nicht durch die im Modell hinterlegten variablen Kostenbestandteile vollständig erklärt werden können. Dies kann daher als Indiz gewertet werden, dass im realen Marktumfeld ebenfalls Strukturen existieren, die eine Preisbildung über den kurzfristigen Kraftwerksgrenzkosten ermöglichen (vgl. Enzensberger 2003, S. 87). In der Folge können die im Modell ermittelten Schattenpreise auch bei einem Kraftwerkszubau als unverzerrter Schätzer für zukünftige Preisentwicklungen

¹⁸³ Die Ableitung von Preisinformationen in Modellen der ELTRAMOD-Familie entspricht im Wesentlichen dem *Peak Load Pricing*-Konzept (vgl. Möst 2006, S. 102), welches von Boiteux (1960) erstmals auf den Elektrizitätsmarkt angewendet worden ist.

¹⁸⁴ Die beschriebene Höchstlast muss jedoch nicht zwingend die reine Nachfragespitze darstellen, sondern ist auch von der Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und dem internationalen Stromaustausch abhängig.

¹⁸⁵ Da ohne die zusätzlichen Kapazitäten eine Lastdeckung nicht bzw. nur zu erheblich höheren Kosten, beispielsweise durch Lastreduktion, möglich wäre, besitzen diese das Potenzial zur Marktmachtausübung.

betrachtet werden, sofern die Preissetzung nicht im Rahmen der Marktmissbrauchskontrolle eingeschränkt wird.

7.7.5 Flexibilität der Nachfrage

Sowohl die Elektrizitätsnachfrage als auch die Wärmenachfrage (in Form von Wärmebedarfsfaktoren) sind im Modell exogen vorgegeben. Das bedeutet, dass mit Ausnahme der begrenzten Option zur Lastreduktion der Industrie keine Rückkopplung der Preisentwicklung auf die Nachfrage stattfindet. Die Annahme der Inelastizität der Nachfragefunktion ist für einen kurzen Zeithorizont angemessen, kann jedoch für einen langfristigen Horizont hinterfragt werden (vgl. Rosen 2008, S. 128), da bei langfristig hohen Energiepreisen beispielsweise die Umsetzung von Effizienz- und Laststeuerungsmaßnahmen in Unternehmen an Attraktivität gewinnt. Um diesem Umstand gerecht zu werden, können weitere Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung in den Modellansatz integriert werden. Im Rahmen des gewählten Modellansatzes wird für den Basisfall jedoch von einer weiteren Integration von Lastreduktions- bzw. Lastverschiebungspotenzialen abgesehen, da derzeit noch große Unsicherheit über das tatsächliche Potenzial und die damit verbundenen Kosten vorhanden ist (Frontier Economics 2014). Stattdessen werden die Auswirkungen einer erhöhten Nachfrageflexibilität im Rahmen der Sensitivitätsanalyse näher analysiert.

7.7.6 Integration des europäischen Transportnetzes

Die Modelle der *ELTRAMOD*-Familie sind bei der Abbildung von Netzrestriktionen auf das transnationale Übertragungsnetz beschränkt, welches durch Begrenzungen der Kuppelstellenkapazität zwischen den Ländern abgebildet wird. Weitere Netzrestriktionen innerhalb der Länder werden jedoch im Modellansatz vernachlässigt. Somit kann zwar das reale Marktergebnis auf dem jeweiligen Day-Ahead-Markt abgebildet werden, technische Aspekte des Netzbetriebs, z. B. notwendige Redispatch-Maßnahmen, bleiben damit allerdings weitgehend unberücksichtigt.

Insbesondere durch die Vernachlässigung von Redispatch-Maßnahmen, also der Anpassung von Fahrplänen, die sich vorab aus dem Marktgeschehen ergeben haben (vgl. Abschnitt 6.2.1), kann sich in der Realität ein abweichender Kraftwerkseinsatz ergeben, der die Modellergebnisse beeinflusst. So könnten durch Redispatch-Maßnahmen regelmäßig bestimmte Kraftwerkstypen profitieren, die z. B. tendenziell höhere Emissionen

aufweisen. Da Redispatch-Maßnahmen allerdings bisher nur in geringem Umfang stattfinden,¹⁸⁶ ist kein wesentlicher Einfluss auf die Modellergebnisse, insbesondere im Hinblick auf die untersuchten Akzeptanzfaktoren, zu erwarten.

Die Vernachlässigung zusätzlicher Netzrestriktionen führt zudem dazu, dass im Rahmen des Modellansatzes keine detaillierten Aussagen über die notwendigen Netzausbaumaßnahmen abgeleitet werden können – weder für das Übertragungs- noch für das Verteilnetz. Da die Betrachtung der Akzeptanz im Rahmen der Arbeit auf ein Gesamtsystem und nicht auf einzelne Maßnahmen fokussiert ist, sind hieraus zunächst auch keine Nachteile für die angestrebten Analysen zu erwarten. Allerdings kann sich ein abweichender Netzausbau in den Energietransformationspfaden auch auf den Endkundenpreis auswirken, daher werden die kostenseitigen Aspekte des Netzausbaus im Nachgang des Modellierungsansatzes von *ELTRAMOD-INVEST* in Kapitel 9 bewertet.

7.7.7 Integration des Wärmesektors

Dem Wärmesektor kommt bei der Umsetzung der von der Bundesregierung verfolgten Energiewende eine wichtige Rolle zu (BMWi 2014d). Da jedoch der Schwerpunkt der öffentlichen Wahrnehmung in Zusammenhang mit der Energiewende auf dem Stromsektor liegt (vgl. Abschnitt 2.1), konzentriert sich die vorliegende Arbeit sowie das Modell *ELTRAMOD-INVEST* ebenfalls auf diesen. Im Rahmen des Modellansatzes wird der Wärmesektor lediglich bei KWK-Anlagen über Mindestlastbedingungen berücksichtigt.¹⁸⁷ Durch diese wird unterstellt, dass KWK-Anlagen hinsichtlich des Verhältnisses aus elektrischer und Wärmeleistung keine Flexibilität aufweisen. Diese Annahme wird getroffen, da keine aggregierten Quellen zu den Parametern des deutschen Kraftwerksparks vorliegen (Egerer et al. 2014). In der Konsequenz kann die unterstellte Inflexibilität zu einer Unterschätzung des Großhandelsmarktpreises führen. Aus der Modellvalidierung ist allerdings keine systematische Unterschätzung der Großhandelspreise ersichtlich geworden, die auf die Mindestlastbedingungen zurückgeführt werden kann, weshalb diese Vereinfachung als unproblematisch für die betrachteten Modellergebnisse angesehen werden kann. Grundsätzlich stellt eine detailliertere Abbildung der Restriktionen im Wärmemarkt aufgrund der Bedeutung des Wärmesektors für die Energiewende allerdings eine sinnvolle Erweiterung von zukünftigen Forschungsarbeiten dar.

¹⁸⁶ In 2012 und 2013 betrug die Menge der Redispatch-Maßnahmen inklusive Gegenmaßnahmen jeweils weniger als 5 TWh_{el} und somit weniger als 1% der Nettostromerzeugung in Deutschland (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2014).

¹⁸⁷ Häufig wird der Wärmesektor in Analysen des Strommarktes sogar vollständig vernachlässigt (vgl. Egerer et al. 2014, Ehlers 2011 oder Genoese 2010).

7.7.8 Weitere Systemgrenzen

Insgesamt sollte bei der Bewertung der Ergebnisse beachtet werden, dass es sich bei *ELTRAMOD-INVEST* um ein Partialmodell mit Fokus auf den Elektrizitätsmarkt handelt. Diese Fokussierung ermöglicht einerseits die Abbildung der spezifischen technischen Eigenschaften des Elektrizitätssystems, andererseits können dadurch angrenzende Sektoren und Wechselwirkungen aufgrund der Modellgröße nicht im Detail betrachtet werden (Heinrichs 2013, S. 168). Ein Teilaspekt dieser Problematik ist bereits im Zusammenhang mit der mangelnden Rückkopplung des Preissignals der Strompreise auf die exogen vorgegebene Nachfrage diskutiert worden (Abschnitt 7.7.5). Weitere relevante Auswirkungen der Systemgrenzen werden im Folgenden kurz dargestellt.

Eine Einschränkung umfasst beispielsweise die Beschäftigungseffekte, die im Modellansatz auf den Elektrizitätssektor begrenzt sind. Durch diese Beschränkung können keine Einflüsse auf die Beschäftigung durch die Veränderungen der Strompreise analysiert werden, welche durch Veränderungen im Konsumverhalten der Verbraucher, aber auch durch veränderte Wettbewerbsbedingungen für Industrieunternehmen verursacht werden können (vgl. Abschnitt 5.2.2.4). Darüber hinaus führt die Begrenzung des Modellansatzes dazu, dass keine Analysen weiterer gesamtwirtschaftlicher Effekte, z. B. hinsichtlich des Bruttoinlandsprodukts, möglich sind.

Geeignet für die Analyse von sektorenübergreifenden gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen sind beispielsweise höher aggregierte makroökonomische Input-Output-Modelle (Stocker et al. 2011) oder allgemeine Gleichgewichtsmodelle (Böhringer und Rutherford 2010). Da diese allerdings die technischen Eigenschaften des Elektrizitätssektors nicht detailliert berücksichtigen können, ist eine Kopplung mit Elektrizitätsmarktmodellen möglich, um die komplementären Stärken von beiden Ansätzen auszunutzen (Möst und Fichtner 2009; Enzensberger 2003, S. 88). Umgesetzt wurde eine integrierte Kopplung eines Top-Down- und Bottom-Up-Modells beispielhaft von Böhringer und Rutherford (2008). Eine Weiterverfolgung dieses Ansatzes könnte daher eine sinnvolle Erweiterung von bestehenden Modellansätzen sein, um Auswirkungen auf die Akzeptanzfaktoren sektorenübergreifend betrachten zu können.¹⁸⁸

Einschränkungen im Modellansatz sind auch dahingehend zu sehen, dass keine Rückwirkungen eines verstärkten Ausbaus Erneuerbarer-Energien-Anlagen auf den CO₂-Emissionszertifikatehandel erfasst werden können, da die CO₂-Emissionspreise exogen vorgegeben werden. In der Realität führt ein verstärkter exogener Ausbau von

¹⁸⁸ Zu beachten ist allerdings, dass die in gesamtwirtschaftlichen Analysen ermittelten Auswirkungen alternativer Energietransformationspfade häufig marginal sind (bspw. Duscha et al. 2014 oder BMWi 2014b). Der zusätzliche Nutzen von aufwendigen integrierten Modellkopplungen kann daher hinterfragt werden.

Erneuerbaren Energien jedoch zu einer reduzierten Nachfrage nach Emissionszertifikaten und somit zu einer Preisreduktion dieser, was wiederum Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz haben kann (Götz et al. 2011). Sofern diese Effekte im Detail untersucht werden sollen, können Strom- und Zertifikatsmodelle miteinander verbunden werden, wie bei Enzensberger (2003). Im Modellansatz von *ELTRAMOD* wird auf eine endogene Kopplung verzichtet, da die Preissetzung im Emissionszertifikatehandel mittelfristig nicht als rein marktbasiert zu sehen ist, sondern durch zusätzliche politische Eingriffe, wie durch eine Zertifikationsverknappung (z. B. in Form der *Marktstabilitätsreserve*, vgl. Abschnitt 10.4.1) oder durch zusätzliche CO₂-Steuern, beeinflusst werden kann, falls das (politisch) gewünschte Marktergebnis nicht eintritt. Dieser Fall wird daher auch im Rahmen der Sensitivitäten analysiert. Sofern allerdings genau das beschriebene Zusammenspiel von Energietransformationspfaden, Emissionszertifikatehandel und politischen Eingriffen näher untersucht werden soll, erscheint eine Erweiterung des Modellansatzes für weitere Forschungsarbeiten sinnvoll.

8

AUFWENDUNGEN FÜR ERNEUERBARE-ENERGIEN-ANLAGEN (EEG-MODELL)

Die mit Erneuerbare-Energien-Anlagen verbundenen Aufwendungen in Form der EEG-Umlage sind für einen wesentlichen Teil des deutschen Strompreises für Endkunden verantwortlich (Abschnitt 6.2.2). Da diese Aufwendungen allerdings nicht im Rahmen des Stromgroßhandelsmarktes berücksichtigt werden, sind diese im zuvor vorgestellten Modellansatz von *ELTRAMOD-INVEST* nicht erfasst worden.¹⁸⁹ Zielstellung dieses Kapitels ist es daher, einen Modellansatz zu entwickeln, der die zukünftige Entwicklung der EEG-Umlage in unterschiedlichen Energietransformationspfaden darstellen kann. Dazu werden zunächst die Grundlagen der Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen des EEGs vorgestellt. Daraufhin werden der entwickelte Modellansatz sowie die Datengrundlage beschrieben, welche anschließend anhand von Prognosestudien validiert werden. Abschließend werden die Grenzen des EEG-Modellansatzes eingeordnet.

8.1 Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im EEG

8.1.1 Entwicklung des EEG

Bereits 1990 wurde mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG)¹⁹⁰ der Weg für die heutige Entwicklung Erneuerbarer Energien in Deutschland geebnet. Vorher bestand die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen lediglich aus Investitionszulagen und Abschreibungsmöglichkeiten (Bundesministerium für Forschung und Technologie 1987). Ersetzt wurde das StromEinspG erst durch die umfassenden Regelungen des *Gesetzes zum Vorrang Erneuerbarer Energien*, kurz Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2000), welches am 1. April 2000 in Kraft trat.¹⁹¹ Im EEG 2000 wurde Anlagenbetreibern erstmals eine nach Technologien differenzierte, garantierte Mindestvergütung für eingespeisten Strom über einen Zeitraum von 20 Jahren zugesichert (Einspeisevergütung) und ein Umlagemechanismus auf Letztverbraucher (EEG-Umlage) eingeführt, welcher noch heute besteht. In den folgenden Jahren kam es durch mehrere Gesetzesnovellen in 2004, 2009 und 2012 zu einer Reihe von Anpassungen des EEGs, u. a. zu

¹⁸⁹ Eine direkte Abbildung im Optimierungsansatz des Strommarktmodells *ELTRAMOD-INVEST* ist nicht möglich, da die Höhe der EEG-Umlage von den Großhandelspreisen abhängt, auf welche erst nach Durchführung des Lösungsalgorithmus von *ELTRAMOD-INVEST* geschlossen werden kann.

¹⁹⁰ Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 7.12.1990 (BGBl. I S. 2633).

¹⁹¹ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 29.03.2000 (BGBl. I S. 305).

einer Reduktion von Vergütungssätzen, der Einführung und Modifizierung von Befreiungsregelungen für stromintensive Unternehmen sowie der Erweiterung des Vergütungsmechanismus für Erneuerbare-Energien-Anlagen um die Direktvermarktung (Schlacke und Kröger 2013). Die letzte Überarbeitung der gesetzlichen Regelungen zur Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen fand 2014 statt und umfasste auch die namentliche Änderung in: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien*.¹⁹² Die Umbenennung betont die mit der Novellierung angestrebte stärkere Marktintegration von Erneuerbaren Energien, die mit mehreren Anpassungen einhergeht, u. a. eine weitere Reduzierung der Fördersätze, eine ausbauabhängige Anpassung der Vergütungen (atmender Deckel) sowie die für Neuanlagen verpflichtende Direktvermarktung von EEG-Strom im Marktprämienmodell. Zudem wird perspektivisch die Anwendung eines Ausschreibungsmodells angestrebt, welches zunächst für PV-Freiflächenanlagen getestet wird (Gawel und Lehmann 2014).

8.1.2 Fördermechanismus

8.1.2.1 Anschluss- und Abnahmeverpflichtung

Neben dem bereits erwähnten Vergütungsanspruch stellt ein für Anlagen- und Netzbetreiber umfassender Rechte- und Pflichtenkanon die effektive Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen sicher (vgl. Schlacke und Kröger 2013). So besteht für den jeweiligen Netzbetreiber nach § 8 Abs. 1 EEG¹⁹³ eine unverzügliche, vorrangige Netzanschlusspflicht von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Diese gilt auch dann, wenn dazu eine Optimierung, eine Verstärkung oder ein Ausbau des Netzes notwendig ist (§ 8 Abs. 4 i. V. m. § 12 EEG). Als wesentliches Element des Fördermechanismus lässt sich darüber hinaus die Abnahmeverpflichtung durch den Netzbetreiber nennen, welche besagt, dass der Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen durch die Netzbetreiber vorrangig und unverzüglich physikalisch abzunehmen sowie zu übertragen und zu verteilen ist (§ 11 Abs. 1 EEG). Sofern für den Betreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage ein Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung besteht, erstreckt sich die Verpflichtung des Netzbetreibers auch auf eine wirtschaftliche Abnahme, wie nachfolgend beschrieben wird.

¹⁹² *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien* vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

¹⁹³ Bei Gesetzesangaben ohne Jahresbezeichnungen wird stets auf die aktuelle Fassung des Jahres 2014 Bezug genommen.

8.1.2.2 Feste Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung stellte vor der letzten Überarbeitung des EEGs den gängigsten Vergütungsmechanismus für Erneuerbare-Energien-Anlagen dar. Seit dem EEG 2014 kann die feste Einspeisevergütung nur noch für Strom aus Kleinanlagen, z. B. PV-Hausdachanlagen, sowie für Strom aus Grubengas in Anspruch genommen werden (§§ 37 f. EEG).

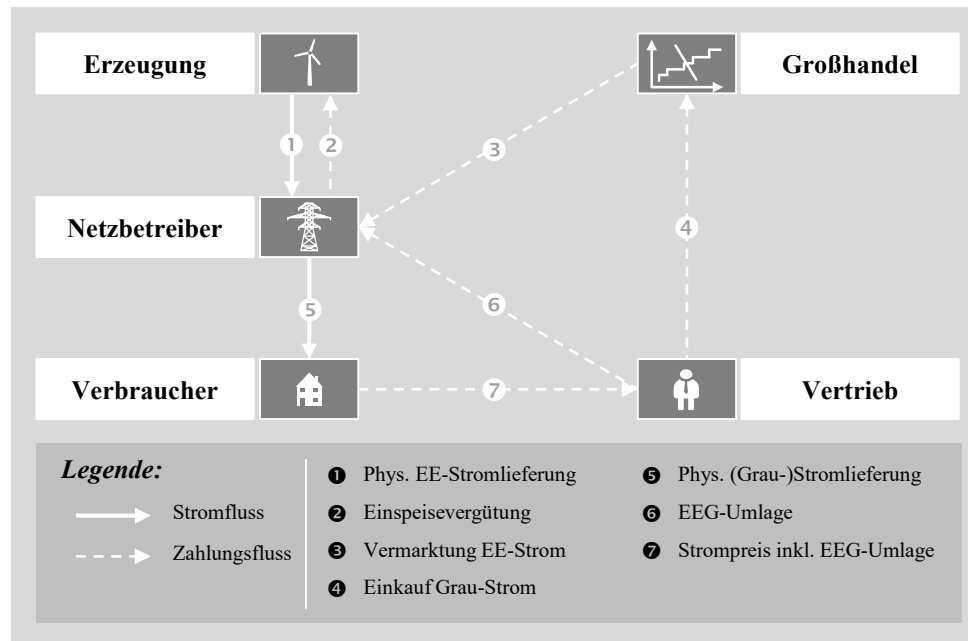


Abbildung 52: Schematische Darstellung der Strom- und Zahlungsflüsse im Rahmen der Festvergütung des EEGs

Die Funktionsweise des EEG-Umlagenprinzips bei der Inanspruchnahme der Festvergütung ist schematisch in Abbildung 52 dargestellt. Unabhängig vom Vergütungsmechanismus ist der Netzbetreiber wie oben bereits beschrieben zur physischen Abnahme der produzierten Strommenge aus Erneuerbare-Energien-Anlagen verpflichtet (➊). Bei der Einspeisevergütung erhält der Anlagenbetreiber die im Gesetz festgeschriebene Vergütung für jede eingespeiste Energieeinheit direkt durch den Netzbetreiber ausgezahlt (➌). Die so festvergütete Strommenge muss durch den Netzbetreiber entsprechend § 2 Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)¹⁹⁴ am börslichen Spotmarkt veräußert werden (➎). Da die Stromvermarktung auf dem Spotmarkt ohne zusätzliche Qualitätsmerkmale stattfindet, ist eine Unterscheidung des

¹⁹⁴ Verordnung zum EEG-Ausgleichsmechanismus vom 17.02.2015 (BGBl. I S. 146).

Stroms nach genutzter Erzeugungstechnologie nicht mehr möglich. Der so vermarktete Strom wird daher im Folgenden als *Graustrom* bezeichnet.

In der schematischen Darstellung von Abbildung 52 wird nun davon ausgegangen, dass die Energievertriebsunternehmen die zur Belieferung der Verbraucher benötigten Mengen (❶) als Graustrom an der Strombörse beziehen (❷).¹⁹⁵ Die Netzbetreiber legen anschließend die Differenzkosten aus den gezahlten Vergütungssummen und den Vermarktungserlösen an der Strombörse in Form der EEG-Umlage auf die Strommengen der Verbraucher um.¹⁹⁶ Diese werden gemäß § 60 EEG zunächst den Energievertriebsunternehmen in Rechnung gestellt (❸), welche die EEG-Umlage an die Verbraucher über den Strompreis weiterreichen (❹).¹⁹⁷ Dabei haben die Energievertriebsunternehmen die Möglichkeit, den an die Verbraucher gelieferten Strom anteilig als Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zu kennzeichnen (§ 78 EEG).

8.1.2.3 Direktvermarktung im Marktprämienmodell

Die Direktvermarktung im Marktprämienmodell wurde mit dem EEG 2012 eingeführt und ist seit dem EEG 2014 die verpflichtende Vermarktungsform für Strom aus geförderten, neu in Betrieb gegangenen Anlagen (mit den oben beschriebenen Ausnahmen).¹⁹⁸ Die Funktionsweise der Direktvermarktung im Marktprämienmodell ist in weiten Teilen analog zur Festvergütung. Zur Veranschaulichung ist das Funktionsprinzip schematisch in Abbildung 53 dargestellt. Nach wie vor sind die Netzbetreiber zur physischen Abnahme (❶), Übertragung und Verteilung (❷) der eingespeisten Mengen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen an die Endverbraucher verpflichtet. Abweichend zur Festvergütung vermarkten die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen die erzeugten Strommengen jedoch eigenständig, z. B. wie in Abbildung 53 dargestellt am Großhandelsmarkt (❸).¹⁹⁹

Neben den Erträgen aus der eigenständigen Vermarktung erhalten die Anlagenbetreiber durch die Netzbetreiber eine zusätzliche Marktprämie (❹). Dies setzt allerdings voraus, dass der eigenständig vermarktete Strom nicht als Strom aus Erneuerbaren Energien gekennzeichnet wird, d. h. der Strom ist als Graustrom zu vermarkten (§ 79 Abs. 2 EEG).

¹⁹⁵ Abweichend dazu könnten die Energievertriebsunternehmen den an die Verbraucher gelieferten Strom beispielsweise auch aus eigener Erzeugung bereitstellen oder die Verbraucher können direkt am Großhandelsmarkt agieren.

¹⁹⁶ In der Betrachtung nicht dargestellt ist der Ausgleich zwischen verschiedenen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern (vgl. §§ 56 ff. EEG)

¹⁹⁷ Zu den Stromkostenbestandteilen siehe Abschnitt 6.2.2.

¹⁹⁸ Andere Formen der Direktvermarktung, wie das Grünstromprivileg (§ 33b Nr. 2 EEG 2012) werden nicht weiter erläutert, da dies mit dem EEG 2014 abgeschafft wurde.

¹⁹⁹ Grundsätzlich sind hier auch andere Vertriebskanäle denkbar, bspw. die direkte Belieferung von Endverbrauchern.

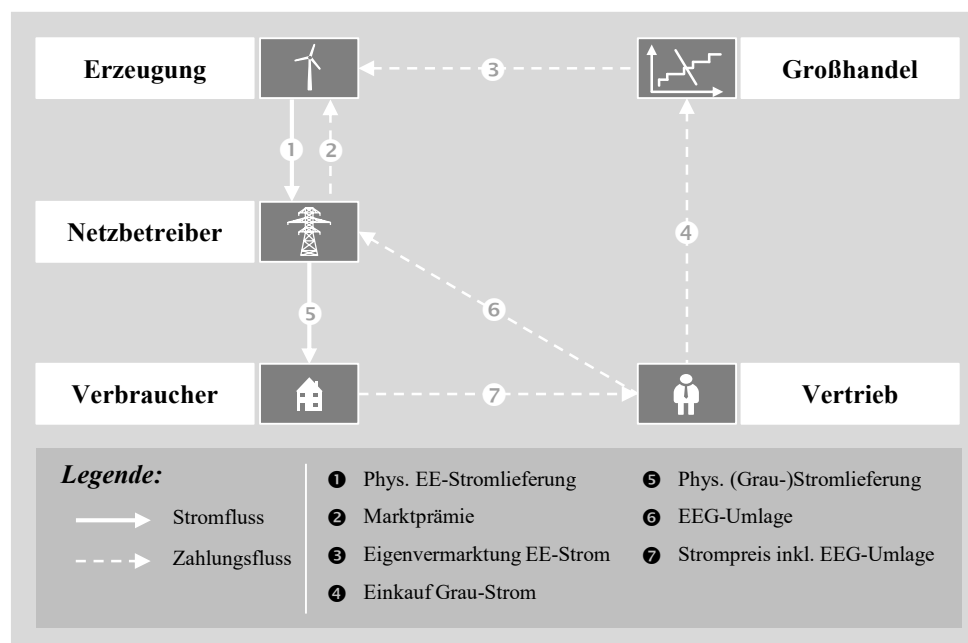


Abbildung 53: Schematische Darstellung der Strom- und Zahlungsflüsse im Rahmen der Direktvermarktung im Marktprämienmodell des EEGs

Grundsätzlich gleicht die an die Anlagenbetreiber vergütete Marktprämie die Differenz zwischen Festvergütung und dem durchschnittlichen Marktwert des Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen an der Strombörse aus. Der durchschnittliche Marktwert wird allerdings nicht anlagenindividuell berechnet, sondern spezifisch für alle Anlagen einer Technologie (Anlage 1 EEG).²⁰⁰ In der Folge gibt es Anlagen, die durch ein günstiges Einspeiseprofil oder durch eine geschickte Vermarktung im Vergleich zur Festvergütung durch die Direktvermarktung profitieren können. Um die Umstellung der Anlagen zusätzlich anzureizen, wird den Anlagenbetreibern im EEG 2012 für den zusätzlichen Vermarktungsaufwand eine Managementprämie gewährt. Im EEG 2014 ist die Prämie bereits in den Vergütungssätzen berücksichtigt und wird daher nicht mehr gesondert ausgewiesen. Zusätzlich haben Anlagenbetreiber, die Strom aus Biomasse im Rahmen der Direktvermarktung vertreiben, nach § 52 EEG die Möglichkeit eine ergänzende Förderung für die Bereitstellung zusätzlicher flexibler Leistung zu erhalten (Flexibilitätsprämie).

Dadurch, dass die Vermarktung der Strommengen durch die Netzbetreiber in der Direktvermarktung nicht mehr notwendig ist, werden nun die summierten Prämien ohne

²⁰⁰ Für Strom aus Wasserkraft, Biomasse, Geothermie und sonstigen Gasen wird der Marktwert unabhängig von den eingespeisten Mengen als Mittelwert der gehandelten Stundenkontrakte an der Strombörse bestimmt.

Abzüge im Rahmen der EEG-Umlage über die Energievertriebsunternehmen (⑥) auf die Verbraucher umgelegt (⑦). In der Konsequenz sinken mit der Direktvermarktung im Marktpremienmodell zwar die Ausgaben der Netzbetreiber für die Förderung Erneuerbarer Energien, die umzulegenden Kosten auf die Verbraucher bleiben jedoch auf einem ähnlichen Niveau, da die Auszahlungshöhe der Marktpremien im Wesentlichen der Differenz aus Festvergütung und Vermarktungserlösen an der Strombörse (Differenzkosten) entspricht.²⁰¹ Dennoch bietet die Direktvermarktung beispielsweise dadurch Vorteile, dass der Anreiz reduziert wird bei negativen Preisen am Großhandelsmarkt Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen einzuspeisen und zu vermarkten. Dies gilt allerdings nur, falls die absolute Höhe der negativen Preise die Marktpremie übersteigt, andernfalls ist auch ein positiver Deckungsbeitrag durch die Einspeisung bei einem negativen Preisniveau möglich.²⁰² Im vorher gültigen Modell der Festvergütung ergeben sich hingegen unabhängig vom Marktpreis positive Deckungsbeiträge für den Anlagenbetreiber, weshalb dort kein Anreiz besteht die Einspeisung an die Marktverhältnisse anzupassen.

8.1.2.4 Privilegierung von Letztverbrauchern

Mit den in 2004 in Kraft getretenen Änderungen des EEGs²⁰³ kam es erstmalig zu einer Unterscheidung der Letztverbraucher: Fortan gab es im Rahmen des EEG-Umlagemechanismus Verbraucher, welche die EEG-Umlage in voller Höhe entrichten, und *privilegierte* Verbraucher des produzierenden Gewerbes sowie Bahnunternehmen, welche auf Antrag beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) nur eine begrenzte EEG-Umlage bezahlen. Ziel der Privilegierung ist es insbesondere, die internationale Wettbewerbsfähigkeit des stromintensiven, produzierenden Gewerbes in Deutschland zu erhalten.²⁰⁴ Die über die Jahre zunehmende Anzahl von privilegierten Unternehmen stellte jedoch die „Verteilungsgerechtigkeit der Energiewende-Lasten“ (Gawel und Klassert 2013) in Frage. Hinzu kamen europarechtliche Bedenken, welche in 2013 zu einem Beihilfeprüfungsverfahren der Europäischen Kommission führten, welches allerdings durch eine politische Verständigung der deutschen Bundesregierung mit der Europäischen Kommission beendet werden konnte und zu einer Beschränkung

²⁰¹ Durch die vorab sehr hoch angesetzten Managementprämien liegen die Kosten in der Direktvermarktung sogar eher über denen der festen Einspeisevergütung (Gawel und Purkus 2013).

²⁰² Der Effekt von negativen Preisen wird zudem im EEG 2014 durch eine Aussetzung der Förderung bei mehr als fünf aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen begrenzt (§ 23 EEG).

²⁰³ Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 16.07.2003 (BGBl. I S. 1459).

²⁰⁴ Vgl. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 05.05.2014 (BT-Druck 18/1304).

der privilegierten Industriezweige führte (Altenschmidt 2015). Die abschließende Liste mit Industriezweigen, die für eine reduzierte EEG-Umlage in Frage kommen, wurde daraufhin in Anlage 4 des EEG 2014 aufgenommen.

8.1.2.5 Ausbaupfade und atmender Deckel

Im EEG 2014 finden sich nicht nur allgemeine Zielmarken für den zukünftigen Anteil von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (55% bis 60% am Bruttostromverbrauch in 2035 nach § 1 Abs. 2 EEG), sondern auch spezifische Ausbaupfade für verschiedene Technologien. Diese legen für Biomasse, PV und Wind Onshore einen jährlichen Ausbaupfad sowie für Wind Offshore ein Ausbauziel bis 2030 fest (§ 5 EEG). Zur Steuerung dieses Ausbaupfads ist für Biomasse (§ 28 EEG), PV (§ 31 EEG) und Wind Onshore (§ 29 EEG) ein zusätzlicher Mechanismus integriert worden, der die Vergütungssätze unabhängig von einer jährlichen Anpassung reduziert bzw. erhöht, falls der Ausbaupfad eine festgelegte Bandbreite über- oder unterschreitet (atmender Deckel). Der Ausbaupfad und die Bandbreite ohne Vergütungsanpassungen sind in Tabelle 36 dargestellt. Besonders restriktiv ist dieser Mechanismus für Biomasse ausgestaltet: Bei Biomasse führt jeder Zubau über dem Ausbaukorridor zu einer Reduzierung der Vergütung, während eine Erhöhung bei Unterschreitung nicht vorgesehen ist.²⁰⁵

Tabelle 36: Technologiespezifische Zubaukorridore und Bandbreiten im EEG 2014

Technologie	Ausbaupfad [MW _{el}]	Bandbreite [MW _{el} /a]
Biomasse	100/a	- 0
PV	2.500/a	+/- 1.000
Wind Onshore	2.500/a	+/- 300
Wind Offshore	bis 2030: 15.000	keine

8.1.3 Historische Entwicklung und Prognosen der EEG-Umlage

Zur Einführung des EEG-Umlageverfahrens in 2000 belief sich die Umlage noch auf 2,0 € pro konsumierter MWh_{el} eines Letztverbrauchers. Die Umlage verblieb auch in den folgenden Jahren zunächst auf einem niedrigen Niveau, wie in Abbildung 54 ersichtlich ist. In den Jahren 2010–2011 stieg die EEG-Umlage dann vergleichsweise sprunghaft, mit Steigerungsraten von über 70%, auf ein Niveau von rd. 35 €/MWh_{el}, obwohl vorab lediglich minimale Kostensteigerungen durch die EEG-Umlage für die Verbraucher

²⁰⁵ Im Gegensatz zu den anderen Technologien ist der Ausbaupfad für Biomasse in § 3 EEG auch nicht als Zielwert, sondern als Maximalwert formuliert.

seitens der politischen Akteure in Aussicht gestellt worden sind.²⁰⁶ In der Folge versuchte die Bundesregierung die Kostensteigerung zu dämpfen und die EEG-Umlage auf ein Niveau in der Höhe von 35 €/MWh_{el} zu begrenzen (Bundesregierung 2011). In 2013 stieg die EEG-Umlage jedoch weiter auf 52,8 €/MWh_{el} und in 2014 auf 62,4 €/MWh_{el}. In 2015 ist die EEG-Umlage zum ersten Mal geringfügig auf 61,7 €/MWh_{el} gesunken. Allerdings erwarten die Netzbetreiber für 2016 wiederum einen moderaten Anstieg auf 64,7 €/MWh_{el} im Trendszenario (50Hertz et al. 2014d). Mittelfristig ausgelegte Prognosen erwarten zudem eine Erhöhung der EEG-Umlage auf ein Niveau von rd. 80 €/MWh_{el} bis 2020.

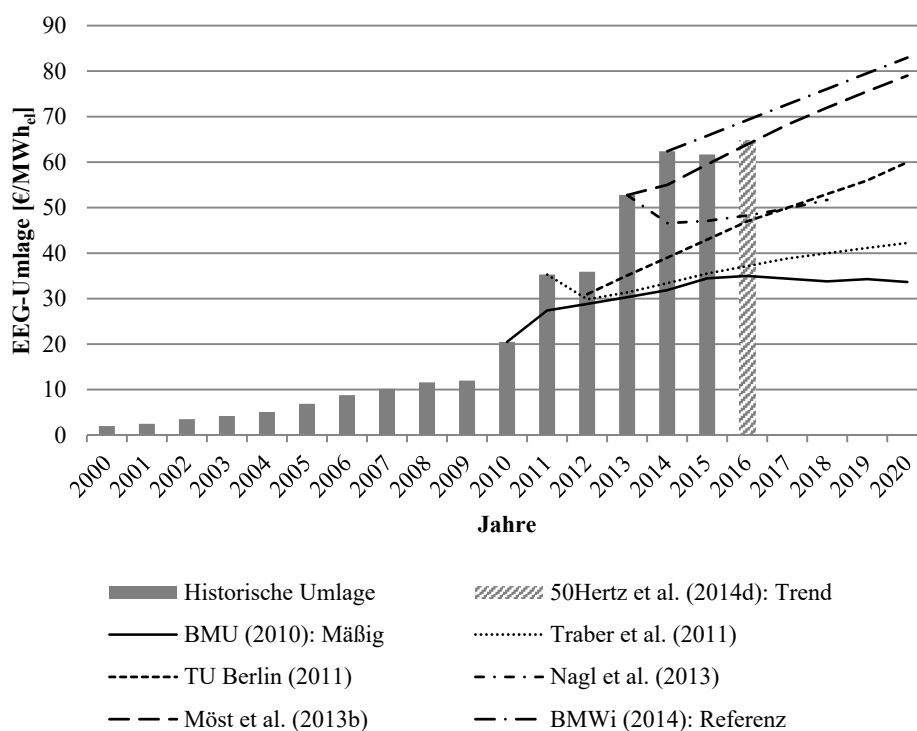


Abbildung 54: Historische Entwicklung der EEG-Umlage und Prognosen

Die historische Entwicklung der EEG-Umlage wurde jedoch nicht nur seitens der politischen Akteure unterschätzt. So sind in Abbildung 54 neben der historischen Entwicklung der EEG-Umlage auch Prognosen aus verschiedenen Studien der Vergangenheit dargestellt. Hieraus geht hervor, dass auch für die Begleitforschung die heutige Höhe der EEG-Umlage nicht in dem Umfang absehbar war. Verantwortlich für

²⁰⁶ So tätigte der damaligen Bundesumweltminister Jürgen Trittin die Aussage, „dass die Förderung erneuerbarer Energien einen durchschnittlichen Haushalt nur 1 Euro im Monat kostet – so viel wie eine Kugel Eis“ (BMU 2004).

die Abweichungen der Prognosen und der Einschätzungen der politischen Akteure waren dabei vor allem unzutreffende Erwartungen und Annahmen: So führte in den vergangenen Jahren insbesondere der nicht in diesem Umfang prognostizierte Zubau von PV-Anlagen mit relativ hohen Vergütungssätzen zu einer starken Kostensteigerung (Möst et al. 2013b). Zusätzlich wurde die Preisdynamik auf den Strombörsen insbesondere durch den Merit-Order-Effekt (vgl. Abschnitt 6.2.3) unterschätzt, was zu einer überhöhten Erwartung an den Marktwert und die resultierenden Erlöse aus der Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen führte.

Die beschriebene Entwicklung als auch die Probleme bei der Prognose der EEG-Umlage verdeutlichen zum einen, dass die mit Erneuerbaren Energien verbundenen Aufwendungen auch in Zukunft im Fokus der Energiepolitik bleiben sollten und zum anderen, dass ein Bedarf an integrierten Modellansätzen besteht, die sowohl die Stromgroßhandelspreise als auch die zukünftige Entwicklung von Erneuerbare-Energien-Anlagen berücksichtigen. Ein entsprechender Ansatz wird im Folgenden vorgestellt.

8.2 Mathematische Beschreibung des Modellansatzes

Zielstellung des Modellansatzes ist es, auf Basis des im vorherigen Abschnitt beschriebenen EEG-Förder- und Umlagemechanismus, die Höhe der zukünftigen Aufwendungen für Erneuerbare Energien für Letztverbraucher zu bestimmen. Die zur Beschreibung des Modellansatzes verwendete Nomenklatur ist der Arbeit vorangestellt. Die Berechnungslogik folgt dabei dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus für die Wälzung der *EEG-Differenzkosten*²⁰⁷ (EEG_UB_y) auf die Letztverbraucher nach § 3 AusglMechV. Dabei wird die grundsätzliche Annahme getroffen, dass die jeweilige Prognose zur Ermittlung der *EEG-Differenzkosten* den tatsächlichen Ausgaben und Einnahmen entspricht (perfekte Voraussicht). In der Folge werden keine Ausgleichszahlungen zwischen den einzelnen Jahren betrachtet, die bei Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichen EEG-Differenzkosten notwendig werden.

$$EEG_KU_y = \frac{EEG_UB_y}{x_eeg_y} \quad \mathbf{8.1}$$

$\forall y \in Y$

Vereinfachend kann die Berechnungslogik der EEG-Kernumlage (EEG_KU_y) zunächst entsprechend Formel 8.1 dargestellt werden (Nagl et al. 2013). Um schließlich die für die nicht privilegierten Letztverbraucher relevante EEG-Umlage (EEG_y) zu berechnen,

²⁰⁷ Als *EEG-Differenzkosten* werden die mit dem EEG verbundenen Ausgaben abzüglich der Einnahmen bezeichnet.

ist eine zusätzliche Erhöhung bzw. Verringerung von EEG_KU_y um den Umlageanteil für die Veränderung der Liquiditätsreserve (EEG_LQ_y) notwendig (siehe Gleichung 8.2). Die Liquiditätsreserve soll sicherstellen, dass es bei Abweichungen der prognostizierten Differenzkosten zu keiner Unterdeckung des EEG-Kontos kommt.²⁰⁸ Da bei der statischen Betrachtung des EEG-Modells kein zusätzlicher Ausgleich aufgrund von Prognosefehlern notwendig ist, ergibt sich EEG_LQ_y direkt aus der Differenz des aktuellen Reservebedarfs zum Vorjahresbedarf, welcher in Abhängigkeit des Reservefaktors lf ermittelt wird (Gleichung 8.3). Zu beachten ist, dass die Berechnungsgrundlagen der Differenzkosten für die Kernumlage (EEG_KU_y) und den Liquiditätsbedarf voneinander abweichen (EEG_LQ_y). Die Berechnungsgrundlage des Umlagebetrags sowie für den umlagerelevanten Stromverbrauch x_eeg_y werden im Folgenden näher vorgestellt.

$$EEG_y = EEG_KU_y + EEG_LQ_y$$

$$\forall y \in Y$$

8.2

$$EEG_LQ_y = lf \cdot \left(\frac{EEG_UB_LIQ_y}{x_eeg_y} - \frac{EEG_UB_LIQ_{y-1}}{x_eeg_{y-1}} \right)$$

$$\forall y \in Y$$

8.3

8.2.1 Zusammensetzung des EEG-Umlagebetrags

Die Zusammensetzung des jährlichen EEG-Umlagebetrags EEG_UB_y ist in Gleichung 8.4 dargestellt. Die wichtigsten Aufwendungen umfassen die kumulierten EEG-Vergütungen für Bestandanlagen (vs_alt_y) sowie für aktuelle bzw. zukünftige Anlagen ab dem EEG 2014 (VS_y). Die Unterscheidung der Vergütungen von Bestandsanlagen und neuen Anlagen wird im Modell vorgenommen, um nicht alle historischen EEG-Versionen detailliert abbilden zu müssen. Diese können stattdessen durch die Trennung in aggregierter Form über den Parameter vs_alt_y berücksichtigt werden. Neben den Vergütungszahlungen sind als Aufwandsposition noch sonstige Ausgaben a_so_y , zu nennen, die beispielsweise Börsenzulassungskosten umfassen. Auf der Habenseite bei der Ermittlung des Umlagebetrags stehen die Erlöse aus der Börsenvermarktung von Strom aus Anlagen in der Festvergütung (E_EPEX_y), Einnahmen für vermiedene Netzentgelte (E_VNE_y), Einnahmen aus reduzierten EEG-Umlagebeträgen von privilegierten Letztverbrauchern $e_priv_abs_y$ sowie sonstige Einnahmen e_so_y .

²⁰⁸ Dies ist notwendig, da die EEG-Umlage (EEG_y) in der Realität im Vorjahr auf Basis von Prognosen für das jeweilige kommende Jahr festgelegt wird.

Bei der Berechnungsgrundlage für die Liquiditätsreserve $EEG_UB_LIQ_y$ werden abweichend zu EEG_UB_y die Einnahmepositionen $e_priv_abs_y$ und e_so_y nicht berücksichtigt (siehe Gleichung 8.5). Die jeweiligen Einnahme- und Ausgabepositionen werden nachfolgend näher beschrieben.

$$\begin{aligned}
 & EEG_UB_y \\
 &= vs_alt_y + VS_y + a_so_y \\
 &\quad - E_EPEX_y - E_VNE_y - e_priv_abs_y - e_so_y \\
 &\forall y \in Y
 \end{aligned}
 \tag{8.4}$$

$$\begin{aligned}
 & EEG_UB_LIQ_y \\
 &= vs_alt_y + VS_y + a_so_y - E_EPEX_y - E_VNE_y \\
 &\forall y \in Y
 \end{aligned}
 \tag{8.5}$$

8.2.1.1 Vergütungssumme von Bestandsanlagen

Die Vergütungssumme für Bestandsanlagen (vs_alt_y), welche in Gleichung 8.6 dargestellt ist, beinhaltet zunächst die aufsummierten technologiespezifischen historischen Vergütungszahlungen vor dem EEG 2014 (vz_alt_{tech}). Diese werden um die Vergütungszahlungen von Altanlagen reduziert, die nach der maximalen Förderdauer des EEGs von 20 Jahren entfallen ($vz_alt_ent_{y,tech}$).

$$\begin{aligned}
 & vs_alt_y \\
 &= \sum_{tech \in Tech} \left[\begin{aligned} & vz_alt_{tech} - \sum_{y \in Y_y} (vz_alt_ent_{y,tech}) \\ & + mp_{y,tech} \cdot \left(q_alt_{tech} - \sum_{y \in Y_y} q_alt_ent_{y,tech} \right) \cdot dv_alt_{y,tech} \end{aligned} \right] \\
 &\forall y \in Y
 \end{aligned}
 \tag{8.6}$$

Die Vergütungszahlungen vz_alt_{tech} und $vz_alt_ent_{y,tech}$ beinhalten bereits die Aufwendungen für die feste Einspeisevergütung, für die Flexibilitätsprämie von Biogasanlagen sowie für die Marktpremien²⁰⁹ aus der Direktvermarktung. Separat davon wird die

²⁰⁹ Entsprechend des EEG 2012 wird die Managementprämie zur Marktpremie gezählt, hier ist diese allerdings nicht enthalten.

Managementprämie $m_{y,p}$ ²¹⁰ berücksichtigt, da diese einer zeitlichen Anpassung unterliegt. Bei der Berechnungen der Aufwendungen für die Managementprämie muss dabei sowohl die eingespeiste Strommenge der Altanlagen $q_{alt,y,tech}$ – unter Abzug der entfallenden Anlagen $q_{alt_tech,y}$ – als auch deren Anteil an der Direktvermarktung $dv_{alt,y}$ berücksichtigt werden.

8.2.1.2 Vergütungssumme von Neuanlagen

Die Vergütungssumme für neue Anlagen (ab dem EEG 2014) VS_y setzt sich aus den technologiespezifischen Vergütungszahlungen auf Basis eines festen Einspeisetarifs ($v_{fest_{sy,tech}}$) und in Form von Marktprämien in der Direktvermarktung ($v_{dv_{sy,tech}}$) zusammen (siehe Gleichung 8.7). Die jahresvariable Zuordnung von Technologien zu einer der beiden Vermarktungsoptionen wird im Modell durch den Parameter $dv_{y,tech}$ ermöglicht, welcher den Anteil an der Direktvermarktung darstellt. Zu beachten ist, dass die gewährte Vergütung für die eingespeisten Mengen $Q_{sy,tech}$ vom Inbetriebnahmejahr sy abhängt und auch für die nachfolgenden Jahre gewährt wird. Da keine Neuanlagen innerhalb des Betrachtungszeitraums bis 2030 aus der EEG-Vergütung entfallen, wird das Ausscheiden der Anlagen im Gegensatz zu den Bestandsanlagen im Rahmen dieser Arbeit nicht gesondert betrachtet.

$$VS_y = \sum_{tech \in Tech} \left[(1 - dv_{y,tech}) \cdot \sum_{sy \in Y_y} (v_{fest_{sy,tech}} \cdot Q_{sy,tech}) + dv_{y,tech} \cdot \sum_{sy \in Y_y} (v_{dv_{sy,tech}} \cdot Q_{sy,tech}) \right] \quad 8.7$$

$\forall y \in Y$

8.2.1.3 Einnahmen aus der Vermarktung an der Börse

Wie in Abschnitt 8.1.2.2 dargestellt, nimmt der Netzbetreiber die Vermarktung des eingespeisten Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, welche einen festen Einspeisetarif erhalten, eigenständig vor. Die Erlöse der Stromvermarktung E_{EPEX_y} berechnen sich daher aus dem technologiespezifischen Marktwert $MW_{y,tech}$, welcher mit den eingespeisten Strommengen in der Festvergütung multipliziert (sowohl neu installierte als auch bestehende Anlagen) und anschließend für alle Technologien

²¹⁰ Die Managementprämie ist für Neuanlagen mit dem EEG 2014 abgeschafft worden, der Anspruch auf diese besteht allerdings für Altanlagen fort.

($tech \in TECH$) aufsummiert wird (Gleichung 8.8). Der technologiespezifische Marktwert $MW_{y,tech}$ wird dabei für die Jahresbetrachtung der EEG-Umlage im Modell ebenfalls als Jahresdurchschnitt berechnet.

$$E_EPEX_y = \sum_{tech \in TECH} MW_{y,tech} \left[\begin{aligned} & (1 - dv_{y,tech}) \cdot \sum_{sy \in Y_y} (Q_{sy,tech}) + \\ & (1 - dv_{alt_{tech}}) \cdot \left(q_{alt_{tech}} - \sum_{y \in Y_y} q_{alt_ent_{y,tech}} \right) \end{aligned} \right] \quad 8.8$$

$\forall y \in Y$

8.2.1.4 Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten

Die Einnahmen für vermiedene Netzentgelte (E_VNE_y) entstehen dadurch, dass bei dezentraler Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und gleichzeitigem dezentralen Stromverbrauch der sonst übliche Strombezug aus höheren Netzebenen entfällt. Folglich werden die Netznutzung in höheren Netzebenen sowie damit verbundene Entgelte vermieden. Diese Einsparungen sind nach § 57 Abs. 3 EEG an die vorgelagerten Netzbetreiber weiterzugeben und werden anschließend bei der Berechnung der EEG-Umlage in Abzug gebracht. Im Modell gehen die durchschnittlich eingesparten Netzentgelte analog zur Marktpremie technologiespezifisch für jedes Jahr als Durchschnittswert ein ($vne_{y,tech}$). Diese werden mit der eingespeisten Strommenge multipliziert und für alle Technologien aufsummiert (Gleichung 8.9)

$$E_VNE_y = \sum_{tech \in TECH} vne_{y,tech} \left[\begin{aligned} & \sum_{sy \in Y} (Q_{sy,tech}) + \\ & \left(q_{alt_{tech}} - \sum_{y \in Y_y} q_{alt_ent_{y,tech}} \right) \end{aligned} \right] \quad 8.9$$

$\forall y \in Y$

8.2.1.5 Einnahmen von privilegierten Letztverbrauchern

Bei der Einnahmenposition für privilegierte Letztverbraucher ($e_priv_abs_y$) ist zu beachten, dass diese lediglich absolut fixierte Umlagebeträge ($eeg_priv_abs_{y,prabs}$) von privilegierten Letztverbrauchern umfasst (Gleichung 8.10). Auf andere privilegierte Letztverbrauchsmengen wird ein prozentualer Anteil von der festgelegten EEG-Umlage

für nicht privilegierte Verbraucher erhoben. Diese Anteile werden separat über die umlagerelevanten EEG-Mengen (x_{eeg_y}) erfasst (siehe Abschnitt 8.2.2). Da die absoluten Umlagebeträge ($eeg_priv_abs_{y,prabs}$) in verschiedenen Stufen erhoben werden, wird im Modell eine Zuordnung der privilegierten Strommengen $x_priv_abs_{y,prabs}$ zu der jeweiligen Höhe über den Index $prabs$ vorgenommen. Die Umlagebeträge aus $eeg_priv_abs_{y,prabs}$ werden anschließend mit den jeweiligen Strommengen multipliziert und für alle Stufen aufsummiert.

$$e_priv_abs_y = \sum_{prabs \in PRABS} (x_priv_abs_{y,prabs} \cdot eeg_priv_abs_{y,prabs}) \quad 8.10$$

$\forall y \in Y$

8.2.1.6 Sonstige Einnahmen und Ausgaben

Die sonstigen Einnahmen e_{so_y} im Rahmen des Modellierungsansatzes beinhalten lediglich Zahlungen durch Schienenbahnunternehmen, die im Rahmen der Übergangsregelung aus § 103 Abs. 6 EEG nachträglich in 2014 und 2015 für eigenerzeugten und verbrauchten Strom aus 2009–2013 zu entrichten sind.

Die sonstigen Ausgaben a_{so_y} umfassen den für die Netzbetreiber anfallenden Profilserviceaufwand sowie die Kosten für Börsenzulassung und Handelszugang. Der Profilserviceaufwand kommt für den Netzbetreiber insbesondere durch Prognoseabweichungen zustande, die bei der Vermarktung von Strom (im Rahmen der Festvergütung) die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie erfordern (Sensfuß et al. 2007).

8.2.2 Ermittlung des umlagerelevanten Stromverbrauchs

Für die Ermittlung der EEG-Umlage ist die Berechnung des umlagerelevanten Stromverbrauchs x_{eeg_y} ebenso von Bedeutung wie die korrekte Erfassung der Aufwands- und Einnahmepositionen. Die Berechnung wird in zwei Schritten durchgeführt: In einem ersten Schritt wird der nicht privilegierte Stromverbrauch (x_{npriv_y}) ermittelt. Dieser ergibt sich aus dem Endstromverbrauch eines Jahres (x_{esv_y}) abzüglich der aufsummierten privilegierten Letztverbrauchsmengen ($x_priv_abs_{y,prabs}$ und $x_priv_rel_{y,pret}$) sowie eigenerzeugter Strommengen, welche in umlagebefreite ($x_{eig_neeg_y}$) und anteilig umlagepflichtige Eigenerzeugungsmengen ($x_{eig_eeg_y}$) unterteilt werden.

In einem zweiten Schritt (Gleichung 8.12) wird darauf aufbauend die umlagerelevante Strommenge (x_{eeg_y}) bestimmt. Diese setzt sich zunächst aus dem nicht privilegierten Stromverbrauch (x_{npriv_y}) und den aufsummierten Stufen der privilegierten Strommengen ($x_priv_rel_{y,prabs}$) zusammen, welche mit den anteiligen Beteiligungsfaktoren am EEG ($eeg_priv_rel_{y,pret}$) multipliziert werden. Zusätzlich wird das Produkt aus der

nicht vollständig umlagebefreiten Eigenerzeugungsmenge ($x_{eig_eeg_y}$) und dem zugehörigen Beteiligungsfaktor ($eeg_eigen_rel_y$) addiert.

$$x_{npriv_y} = x_{esv_y} - \sum_{prabs \in PRABS} x_{priv_abs_{y,prabs}} - \sum_{prel \in PREL} x_{priv_rel_{y,prel}} - x_{eig_eeg_y} - x_{eig_neeg_y} \quad 8.11$$

$$\forall y \in Y$$

$$x_{eeg_y} = x_{npriv_y} + \sum_{prel \in PREL} (eeg_priv_rel_{y,prel} \cdot x_{priv_rel_{y,prel}}) + eeg_eigen_rel_y \cdot x_{eig_eeg_y} \quad 8.12$$

$$\forall y \in Y$$

8.2.3 Kopplung mit ELTRAMOD-INVEST

Die Ergebnisse des Strommarktmodells *ELTRAMOD-INVEST* gehen über zwei zentrale Eingangsvariablen in das EEG-Modell ein. Die berücksichtigten Eingangsdaten umfassen einerseits die Produktionsmengen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, die jahresscharf heruntergerechnet werden ($Q_{y,tech}$), und andererseits die technologie-spezifischen Marktwertfaktoren ($MW_{y,tech}$), die auf Basis der Systemgrenzkosten der Stromnachfrage in *ELTRAMOD-INVEST* bestimmt werden.

Daneben wird grundsätzlich auf die Konsistenz der Eingangsparameter zwischen beiden Modellansätzen geachtet. Dies wird insbesondere hinsichtlich des Nettostromverbrauchs (x_{ns_y}), der Vergütungssätze von Neuanlagen ($v_{fest_{sy,tech}}$ und $v_{dv_{sy,tech}}$) sowie des Anlagenzubaues bzw. auch -rückbaus durch eine Verknüpfung der Datengrundlage von beiden Modellen sichergestellt.

8.3 Übersicht über die Datengrundlagen

Nachfolgend wird ein Überblick über die Eingangsparameter des EEG-Modells gegeben. Daneben sind auch die Eingangsdaten des Strommarktmodells *ELTRAMOD-INVEST* zu beachten, z. B. hinsichtlich zukünftiger Zubaubeschränkungen (siehe Abschnitt 7.4.3.3). Grundlegend für die Beschreibung der Datengrundlage ist eine Unterscheidung nach Bestandsanlagen, die bis einschließlich 2013 zugebaut worden sind, und Neuanlagen ab

dem Jahr 2014, die nach dem EEG 2014 vergütet werden.²¹¹ Bei dieser Differenzierung ist auch zu beachten, dass eine abweichend detaillierte Berücksichtigung der Technologien bei Bestands- und bei Neuanlagen stattfindet (siehe Tabelle 37). So beschränkt sich die Abbildung von Neuanlagen auf die Technologien Biomasse, PV, Wind Onshore und Wind Offshore, da mit diesen Technologien bereits 99% des erwarteten Leistungszubaus in Erneuerbare-Energien-Anlagen abgedeckt werden (50Hertz et al. 2014f). Bei der aggregierten Betrachtung der Bestandsanlagen werden zusätzlich die Technologien Deponie-, Klär-, Grubengas, Geothermie und Wasserkraft berücksichtigt. Diese werden in der nachfolgenden Betrachtung jeweils als *Sonstige* aggregiert.

Tabelle 37: Übersicht über die berücksichtigten Technologien im EEG-Modell

Technologie	Bestandsanlagen	Neuanlagen
Biomasse	✓	✓
PV	✓	✓
Wind Onshore	✓	✓
Wind Offshore	✓	✓
Deponie-, Klär-, Grubengas	✓	×
Geothermie	✓	×
Wasserkraft	✓	×

Legende

- ✓: Im EEG-Modell berücksichtigt
 ×: Nicht im EEG-Modell berücksichtigt

8.3.1 Preisbasis und Inflationsrate

Bei einer kombinierten Analyse unter der Heranziehung von zwei Modellansätzen ist auch auf eine einheitliche Preisbasis zu achten. Daher werden analog zu den Berechnungen mit dem Strommarktmodell *ELTRAMOND-INVEST* inflationsbereinigte Preisinformationen in Bezug auf das Basisjahr 2012 verwendet. Die hierfür herangezogene Inflationsrate liegt analog bei 1,5% (vgl. Abschnitt 7.4.1).

8.3.2 Vergütungen für Bestandsanlagen vor 2014

Die eingespeiste Strommenge sowie die Vergütungszahlungen von Bestandsanlagen vor dem EEG 2014 werden auf Basis der Jahresabrechnungen der EEG-Umlage von 2000 bis 2013 ermittelt (50Hertz et al. 2014a). Um jahresbezogene Einmaleffekt, z. B. aufgrund unterschiedlicher Wetterbedingungen, aber auch durch unterjährigen Zubau,

²¹¹ Aus Vereinfachungsgründen wird der gesamte Zubau seit 2014 nach den Vergütungsregeln des EEG 2014 betrachtet, obwohl das EEG 2014 tatsächlich erst im August 2014 in Kraft getreten ist. Die spätere Validierung dieses Ansatzes zeigt, dass der resultierende Fehler vernachlässigbar ist (vgl. Abschnitt 8.5).

aus den Datensätzen zu eliminieren, werden vorab die jeweiligen Einspeisemengen und EEG-Förderauszahlungen an einheitliche, jährliche Benutzungsstunden angepasst.²¹²

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die Entwicklung der so normierten Einspeisemengen und EEG-Auszahlungen durch den Zubau des jeweiligen Jahres begründet ist. Dies erlaubt es, die Einspeisungen und Auszahlungen in der Fortschreibung bis 2030 um die entsprechend zugeordnete Zunahme zu reduzieren, sobald der Förderanspruch nach 20 Jahren im EEG ausläuft. Zu beachten ist dabei, dass auch für Anlagen, die bereits vor dem EEG 2000 installiert worden sind, ein Förderanspruch ab dem Jahr 2000 über 20 Jahre hinweg besteht (§ 9 Abs. 1 EEG 2000).

8.3.2.1 Eingespeiste Strommengen

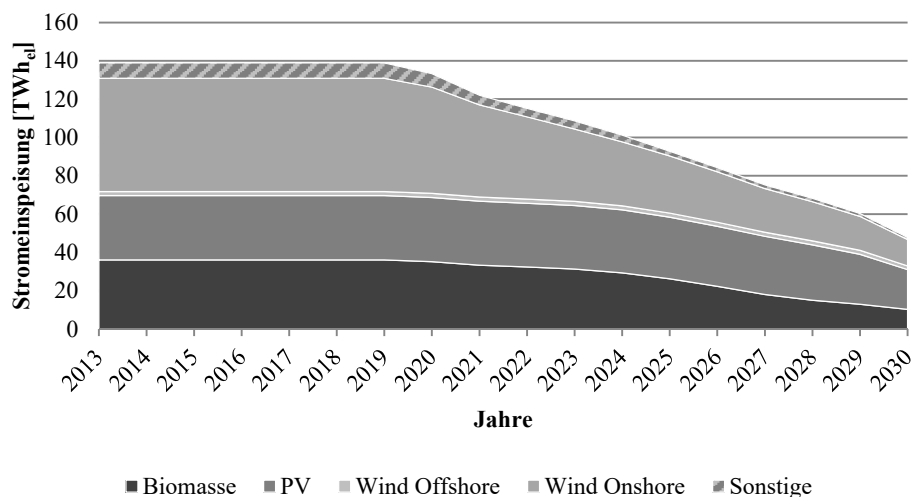


Abbildung 55: Entwicklung der Stromeinspeisung von EEG-Bestandsanlagen

Für die Einspeisung aus Bestandsanlagen wird die beschriebene Normierung technologiespezifisch durchgeführt, anschließend werden die Mengen jahresweise um aus der Förderung entfallende Anlagen reduziert.²¹³ Die hieraus resultierende Entwicklung der Einspeisemenge ist in Abbildung 55 dargestellt. Aus dieser geht hervor, dass die Einspeisemengen der Bestandsanlagen entsprechend der Annahmen bis 2019 auf einem Gesamtniveau von annähernd 140 TWh_{el} stabil sind. Die größte Einspeisemenge entfällt

²¹² Als Datengrundlage der Benutzungsstunden wird die Jahresprognose der EEG-Stromeinspeisung für 2015 verwendet (Leipziger Institut für Energie 2014).

²¹³ Die Reduktion erfolgt im ersten Jahr nur anteilig um 40%, da die Inbetriebnahme von Anlagen schwerpunktmäßig in der zweiten Jahreshälfte stattfindet. Dies ist insbesondere in Mitnahmeeffekten von Anlagenbetreibern begründet, da in der Vergangenheit meist zum Jahreswechsel Vergütungen reduziert wurden.

dabei mit annähernd 60 TWh_{el} auf Wind-Onshore-Anlagen. Bis 2030 wird die gesamte eingespeiste Menge von Bestandsanlagen um 66% auf rd. 48 TWh_{el} reduziert. Einen weniger starken Rückgang verzeichnen lediglich PV-Anlagen. Deren Einspeisung verringert sich von 34 TWh_{el} in 2013 um lediglich 38% auf 21 TWh_{el} in 2030. Hintergrund dessen ist der starke Zuwachs – konkret eine Verdopplung – der PV-Anlagenkapazität von 2011–2013. Diese Anlagen entfallen entsprechend erst nach 2030 aus der EEG-Förderung (vgl. auch Abschnitt 7.4.3.3).

8.3.2.2 Vergütungszahlungen

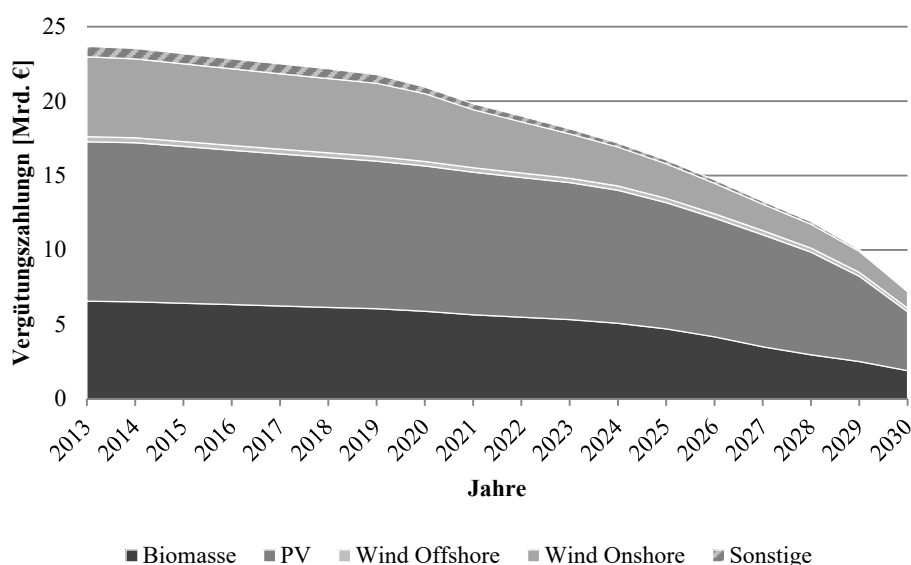


Abbildung 56: Entwicklung der Vergütungszahlungen von Bestandsanlagen²¹⁴

Eine analoge Entwicklung zu den Einspeisemengen zeichnet sich bei der Fortschreibung der Vergütungszahlungen der Bestandsanlagen ab. Dies wird in Abbildung 56 gezeigt, welche die Entwicklung der Vergütungszahlungen für die feste Einspeisevergütung sowie für die Marktprämie auf Basis von Nominalpreisen bis 2030 darstellt (ohne Berücksichtigung des Marktwerts der Einspeisung sowie der Managementprämie).²¹⁵ So beträgt in 2013 die Summe der Vergütungszahlungen noch rd. 24 Mrd. €. Diese verringert sich anschließend ab 2020 um 61% auf rd. 9 Mrd. € in 2030. Auffallend ist, dass die Vergütungszahlungen für PV ausgehend von rd. 11 Mrd. € bis 2030 mit 53%

²¹⁴ Festvergütung und Direktvermarktung vor Abzug des Marktwerts.

²¹⁵ Die Darstellung wird in Bezug auf Nominalpreise durchgeführt, damit sich die Effekte aus einer Verringerung der Einspeisevergütung aus Realpreisperspektive und des Anlagenrückbaus nicht überlagern.

bzw. rd. 6 Mrd. € stärker abnehmen als die Einspeisemenge im gleichen Zeitraum (38%). Dies kann durch die überproportional hohen Einspeisevergütungen der PV-Anlagen in der Vergangenheit erklärt werden, welche bis 2030 entfallen (Möst et al. 2013a).

8.3.3 Vergütungen für Neuanlagen ab 2014

Die Entwicklung des Anlagenbestands von Neuanlagen ist im Gegensatz zu den bestehenden EEG-Anlagen jeweils von der Szenarienkonfiguration abhängig, daher wird an dieser Stelle lediglich auf die Entwicklung der Vergütungszahlungen eingegangen. Diese werden nicht nur als Eingangsdaten für das EEG-Modell verwendet, sondern auch als Grundlage für die Berechnung des modellendogenen Ausbaus von Erneuerbaren Energien im Strommarktmodell *ELTRAMOD-INVEST*. Ziel dieses Abschnitts ist es nun, einen Basisdatensatz für die Entwicklung der Vergütungszahlen für Erneuerbare-Energien-Anlagen abzuleiten.

Als Grundlage hierfür werden zunächst die festgeschriebenen Vergütungszahlungen im EEG verwendet. Dazu werden die Aufwendungen der Erneuerbare-Energien-Anlagen anhand der Regelungen des EEG 2014 und insbesondere unter Berücksichtigung der jährlichen Vergütungs-Degression ab dem Stichtag 2015 in Fünfjahresschritten bestimmt.²¹⁶ Hinsichtlich der besonderen Regelungen des atmenden Deckels wird davon ausgegangen, dass sich der Anlagenzubau innerhalb des EEG-Ausbaukorridors bewegt und somit keine weiteren Zu-/Abschläge zu berücksichtigen sind.²¹⁷ Näher sind die jeweiligen Vergütungsregeln der einzelnen Technologien sowie die dazu getroffenen Annahmen in Anhang A.8 beschrieben.

Da die so ermittelten Vergütungssätze auf Basis des EEG 2014 lediglich eine Möglichkeit für die zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten für Erneuerbare-Energien-Anlagen sind, wird der für die Szenariorechnungen verwendete Basisdatensatz durch einen Vergleich mit anderen Prognosestudien ermittelt. Neben den EEG-Vergütungssätzen werden hierfür der Median aus der Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien (2014), der mittlere Wert der Bandbreite aus der Stromgestehungskostenstudie von Kost et al. (2013) sowie die hinterlegten Kosten aus der Energiereferenzprognose des BMWi (2014b) herangezogen.²¹⁸

²¹⁶ Die nachfolgende Darstellung bezieht sich jeweils auf den nominalen Startwert zu Beginn des EEG 2014.

²¹⁷ Die Annahme ist notwendig, da die Kosten auch in das lineare Strommarktmodell *ELTRAMOD-INVEST* übertragen werden; dort ist eine flexible Anpassung der Vergütungssätze in Relation zum Anlagenzubau nicht implementiert.

²¹⁸ Die beiden Studien werden neben der Metastudie für den Vergleich ausgewählt, da sie einerseits nicht in die Metaanalyse eingeflossen sind und andererseits Studien mit Leitcharakter sind.

Zur Bestimmung der Kosten im Basisdatensatz werden folgende Entscheidungsregeln festgelegt: Für das Jahr 2015 werden stets die EEG-Vergütungen herangezogen, da davon ausgegangen werden kann, dass keine kurzfristig wirksamen Anpassungen mehr vorgenommen werden können. Für die Stichjahre 2020, 2025 und 2030 werden die EEG-Vergütungssätze allerdings nur herangezogen, wenn mindestens eine weitere Studie gleiche oder niedrigere Kosten ermittelt hat. Ist dies nicht der Fall, werden die Kosten der niedrigsten Vergleichsstudie verwendet. Dieser Entscheidungsregel liegt die Annahme zu Grunde, dass Anpassungen an den bestehenden EEG-Vergütungssätzen im Rahmen des Gesetzgebungsprozess einer gewissen Inflexibilität unterliegen, jedoch möglich sind, falls die festgelegten Vergütungssätze zu einer nicht ausreichenden Installation von Erneuerbare-Energien-Anlagen führen, um die jeweiligen Zielvorgaben zu erreichen. Dass die durchschnittlichen Stromgestehungskosten einer Technologie in allen Vergleichsstudien über dem EEG-Vergütungssatz liegen, wird dabei als Indiz gewertet, dass der gewünschte Ausbau an Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht ausreichend durch den im EEG festgelegten Vergütungssatz angereizt werden kann. Nachfolgend werden nun die EEG-Vergütungssätze und die Stromgestehungskosten der Vergleichsstudien jeweils für die Technologien Biomasse, PV, Wind Onshore und Wind Offshore gegenübergestellt. Darauf aufbauend wird jeweils der für die Szenario-rechnungen verwendete Basisdatensatz abgeleitet.

8.3.3.1 Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für Biomasse-Anlagen

In Abbildung 57 sind die fortgeschriebene, durchschnittliche Vergütung von Biomasseanlagen nach dem EEG 2014 sowie die Stromgestehungskosten aus den Vergleichsstudien dargestellt (jeweils in Preisen des Jahres 2012).²¹⁹ Während die durchschnittlichen EEG-Vergütungen für Strom aus Biomasseanlagen in 2015 noch bei rd. 152 €/MWh_{el} liegen, sinken diese durch die Degression und die Preisbereinigung bis 2030 um 44% auf rd. 84 €/MWh_{el}. In der Gegenüberstellung mit den Vergleichsstudien liegen die EEG-Vergütungssätze in 2015 und 2020 noch über dem Median der Stromgestehungskosten aus der Metaanalyse der Agentur für Erneuerbare Energien (2014) sowie in 2020 über den Stromgestehungskosten nach BMWi (2014b). In den nachfolgenden Stichjahren liegen die EEG-Vergütungssätze jedoch jeweils unter den Vergleichsstudien. Die Ursache hierfür ist, dass die herangezogenen Vergleichsstudien im Gegensatz zum EEG keine bzw. nur geringe Lerneffekte bei der Stromerzeugung aus

²¹⁹ Zur Vereinheitlichung der Datenbasis wird für BMWi (2014b) und Kost et al. (2013) ein Wärmeeinsatzbonus in Höhe von 20 €/MWh_{el} zum Abzug gebracht.

Biomasse annehmen. Basierend auf den oben ausgeführten Entscheidungsregeln werden daher bis 2020 die EEG-Vergütungssätze und ab 2025 die Stromgestehungskosten der Referenzprognose (BMWi 2014b) als Datenbasis für die Modellrechnungen herangezogen.

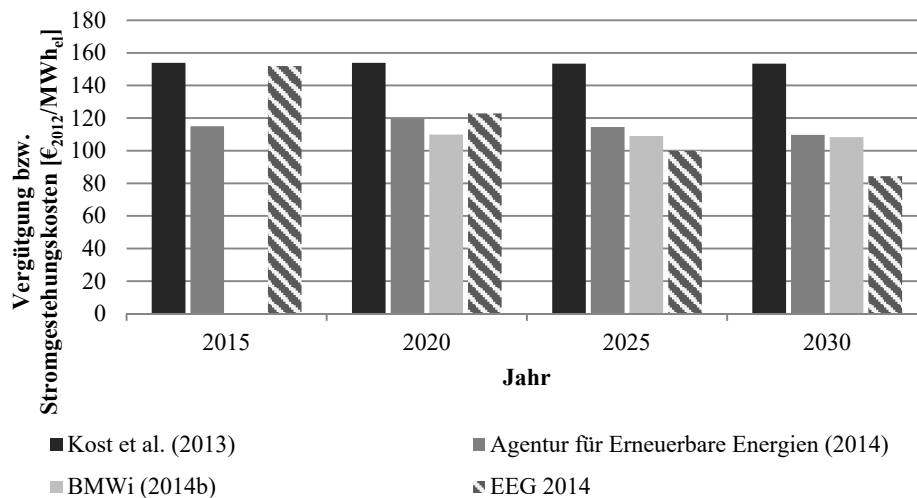


Abbildung 57: Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für Biomasseanlagen

8.3.3.2 Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für PV-Anlagen

Ein ähnliches Bild zeichnet sich beim Vergleich der EEG-Vergütung mit den prognostizierten Stromgestehungskosten bei PV-Anlagen ab (Abbildung 58). Die durchschnittliche PV-Vergütung nimmt von rd. 109 $\text{€}_{2012}/\text{MWh}_{\text{el}}$ in 2015 um rd. 59% auf rd. 45 $\text{€}_{2012}/\text{MWh}_{\text{el}}$ in 2030 ab. Eine Verringerung der Stromgestehungskosten von PV-Anlagen ist zwar im Unterschied zu Biomasseanlagen auch in den Vergleichsstudien erkennbar, diese Reduktion fällt jedoch in Relation zu den EEG-Vergütungen moderater aus. So nehmen die Kosten bei Kost et al. (2013) maximal um ca. 30% ab. Für die im Modell verwendeten Basispreise bedeutet dies, dass ab dem Stichjahr 2025 die mittlere Projektion von Kost et al. (2013) als Grundlage für die Preisentwicklung von PV-Anlagen herangezogen wird. Erwähnenswert ist an dieser Stelle noch die Entwicklung des Median in der Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien (2014) von 2015 auf 2020 bzw. 2025. In der Studie kann ein deutlicher Anstieg des Medians der Stromgestehungskosten festgestellt werden. Dieser Anstieg ist jedoch auf den Studiencharakter in Form einer Metastudie zurückzuführen, in der auch Studien erfasst werden, die lediglich für einzelne Stichjahre Projektionen veröffentlichen. Konkret bedeutet dies,

dass für das Stichjahr 2015 in der Metaanalyse mehrere Studien mit vergleichsweise niedrigen PV-Stromgestehungskosten erfasst worden sind, die keine Prognose für die späteren Stichjahre enthalten.

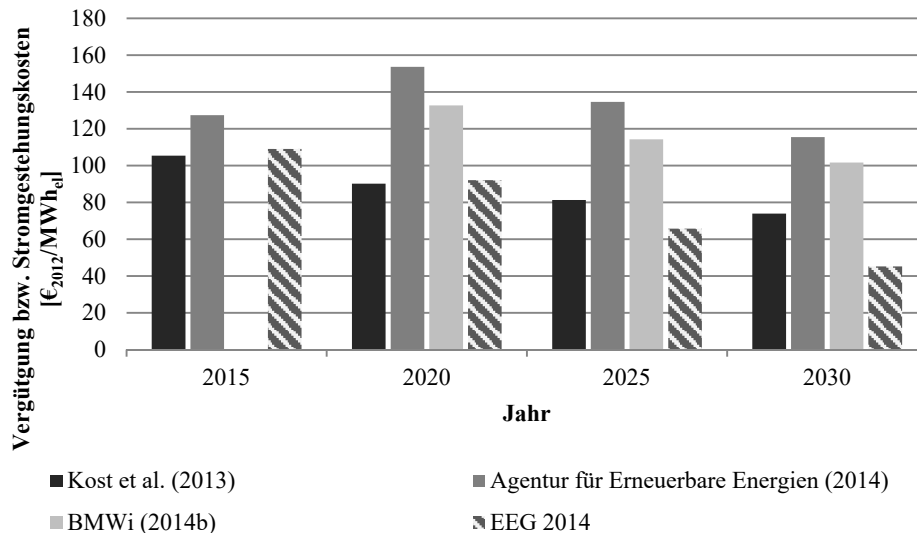


Abbildung 58: Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für PV-Anlagen

8.3.3.3 Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für Wind-Offshore-Anlagen

Am geringsten fällt die Degression der EEG-Vergütung bei Wind-Offshore-Anlagen aus, wie aus dem Vergleich in Abbildung 59 ersichtlich wird. So werden die realen Vergütungssätze von Wind-Offshore-Anlagen in Höhe von rd. 108 €₂₀₁₂/MWh_{el} in 2015 um 19% auf rd. 79 €₂₀₁₂/MWh_{el} in 2030 reduziert. Wind Offshore ist somit die einzige Technologie, bei der die Werte aus mindestens einer Vergleichsstudie (hier der Referenzprognose des BMWi, 2014b) für alle Stichjahre unterhalb der EEG-Vergütungssätze der Jahre 2020–2030 liegen. In der Folge werden bei Wind-Offshore-Anlagen im Basisdatensatz die durchschnittlichen EEG-Vergütungen für alle Stichjahre verwendet. Bei der Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien (2014) fällt analog zu PV-Anlagen auch für Wind-Offshore-Anlagen auf, dass der Median aus dem Studienvergleich in 2015 einen niedrigeren Wert als in 2020 aufweist. Auch hier ist dies auf die Berücksichtigung von Studien mit vergleichsweise niedrigen Stromgestehungskosten für das Jahr 2015 zurückzuführen, die aufgrund eines kurzen Zeithorizonts in den Folgejahren nicht mehr berücksichtigt werden. Zusätzlich ist die relativ große Differenz zwischen EEG-Vergütungen und Stromgestehungskosten in den Studien für das erste Stichjahr

2015 bemerkenswert. Dass die EEG-Vergütungen zur Finanzierung von Wind-Offshore-Anlagen jedoch ausreichen, kann dennoch angenommen werden, da Offshore-Windparks auch nach Inkrafttreten des EEG 2014 geplant und umgesetzt werden.²²⁰

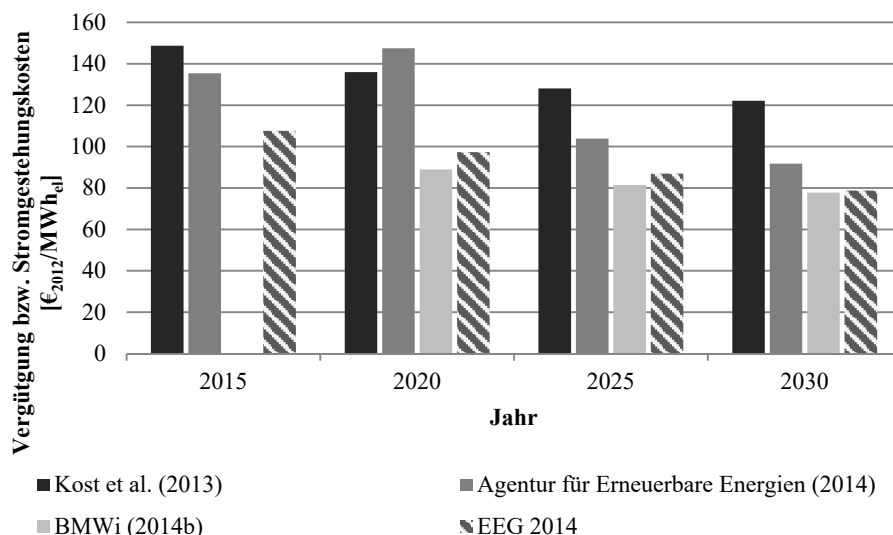


Abbildung 59: Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für Wind-Offshore-Anlagen

8.3.3.4 Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für Wind-Onshore-Anlagen

Der Vergleich von EEG-Vergütungen und Stromgestehungskosten aus Prognosestudien für Wind-Onshore-Anlagen ist in Abbildung 60 dargestellt. Hieraus geht zunächst eine vergleichsweise geringe Degression der EEG-Vergütungszahlungen hervor: Diese sinken von rd. 74 €₂₀₁₂/MWh_{el} in 2015 um 26% auf rd. 49 €₂₀₁₂/MWh_{el} in 2030. In den betrachteten Vergleichsstudien wird jedoch ein noch geringeres Kostensenkungspotenzial angenommen. So wird die stärkste relative Kostenreduktion mit 17% in der Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien (2014) ermittelt. Für den Basispreisdatensatz folgt daher, dass lediglich für das Stichjahr 2015 die EEG-Vergütung herangezogen wird. Für das Stichjahr 2020 sowie 2025 werden hingegen die mittleren Stromgestehungskosten aus Kost et al. (2013) und für 2030 der Median aus der Studie der Agentur für Erneuerbare Energien (2014) verwendet.

²²⁰ Höhere Einnahmen im Vergleich zu den Berechnungen können sich ergeben, wenn die Börsenstrompreise über der Grundvergütung von 39 €/MWh_{el} liegen (siehe Anhang A.8).

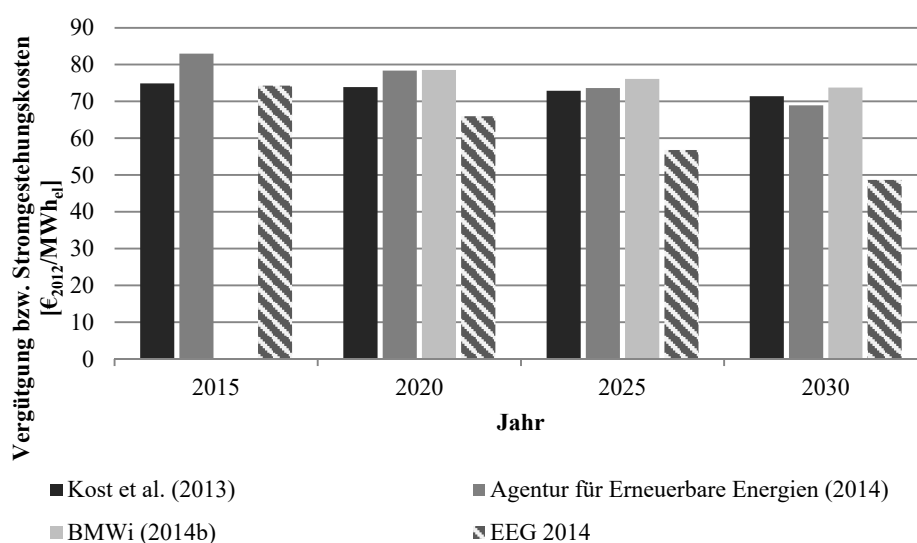


Abbildung 60: Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für Wind-Onshore-Anlagen

8.3.4 Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten

Die durchschnittlichen Einsparungen bzw. Einnahmen durch vermiedene Netzentgelte sind insbesondere abhängig von der Netzebene, in der die Erzeugungsanlagen einspeisen. Da die Netzebene in der Regel im direkten Zusammenhang mit der Erzeugungstechnologie steht, ergeben sich technologiespezifische Einsparungen. Die Einsparungen bzw. Einnahmen basieren soweit möglich auf historischen Daten von 50Hertz et al. (2014a).

Tabelle 38: Durchschnittliche Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten²²¹

Technologie [€/MWh _{el}]	2015	2016	2017	2018	ab 2019
Biomasse	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
PV	5,3	5,3	5,3	5,2	5,2
Wind Onshore	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Wind Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deponie-, Klär-, Grubengas	5,9	5,9	5,8	5,8	5,7
Geothermie	4,0	3,8	3,6	3,3	3,4
Wasserkraft	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4

²²¹ Datenbasis: Leipziger Institut für Energie (2014).

Für die Jahre 2015–2019 werden jeweils die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen (Leipziger Institut für Energie 2014). Für die zukünftigen technologie-spezifischen durchschnittlichen Einnahmen nach 2019 wird aufgrund der geringen Entwicklungstendenzen zwischen 2015 und 2019 davon ausgegangen (siehe Tabelle 38), dass diese auf einem konstanten Niveau verbleiben. Daher werden die technologie-spezifischen Durchschnittseinnahmen bis 2030 fortgeschrieben.

8.3.5 Sonstige Einnahmen und Ausgaben

Die sonstigen Einnahmen fallen lediglich in 2014 und 2015 an und umfassen nachträglich zu entrichtende EEG-Umlageanteile. Die Höhe der Einnahmen wird entsprechend der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber für die EEG-Umlage in 2015 in einer nominalen Höhe von rd. 6,7 Mio. € berücksichtigt (50Hertz et al. 2014e).

Die sonstigen Ausgaben für Profilserviceaufwendungen und den Handelszugang werden dem Trendszenario der EEG-Umlageprognose 2016 entnommen (50Hertz et al. 2014d). Demnach fallen in 2016 für den Profilservice nominale Kosten in Höhe von rd. 195,8 Mio. € und für die Börsenzulassung in Höhe von rd. 3,3 Mio. € an. Beide Kostenelemente werden in den Folgejahren unter Berücksichtigung eines Inflationsausgleichs als konstant angenommen.

8.3.6 Umlagerelevanter Letztverbrauch

Die Annahmen zum Nettostromverbrauch werden analog zu *ELTRAMOD-INVEST* getroffen (siehe Abschnitt 7.4.5). Um den für das EEG-Modell relevanten Endstromverbrauch zu ermitteln, muss der Nettostromverbrauch jedoch zunächst um Leitungsverluste bereinigt werden.²²² Die Leitungsverluste werden auf Basis der Energiereferenzprognose (BMWi 2014b) in Höhe von 6,5% des Nettostromverbrauchs angenommen. Ausgehend vom Endstromverbrauch ist eine Aufteilung nach den verschiedenen Stufen der Privilegierung hinsichtlich des Eigenstromverbrauchs sowie dem nicht privilegierten Letztverbrauch notwendig. Die Aufteilung wird hierzu entsprechend der historischen sowie der prognostizierten Mengen bis 2019 vorgenommen (Krampe und Peter 2014). Für die zukünftige Entwicklung wird unterstellt, dass die Aufteilung der Jahresprognose für 2019 bis 2030 konstant bleibt. Dargestellt ist die resultierende Aufteilung der Verbrauchsmengen in Tabelle 39. Hieraus geht auch hervor, dass in 2019 lediglich 65,4% der Verbrauchsmengen in Deutschland voll umlagepflichtig sind. Inwiefern sich

²²² Da zur Berechnung des Kraftwerkseinsatzes in *ELTRAMOD-INVEST* Leitungsverluste im Nettostromverbrauch berücksichtigt werden, müssen diese zur Berechnung des Stromendverbrauchs abgezogen werden.

die Verteilung der Pflichten und Lasten im Rahmen der politischen Diskussion weiterentwickelt, soll an dieser Stelle jedoch nicht weiter behandelt werden.

Tabelle 39: Eingruppierung der Stromnachfrage in Verbrauchsgruppen ab 2019 nach dem EEG 2014²²³

Gruppierung	Anteil Verbrauch [%]	Absolute EEG-Umlage [€/MWh _{el}]	Relative EEG-Umlage [%]
Priv. Verbraucher (§ 64 Abs. 2 Nr. 3)	10,6%	2,1	-
Priv. Verbraucher (§ 64 Abs. 2 Nr. 2)	8,4%	-	15,0%
Priv. Verbraucher (§ 103 Abs. 4)	0,9%	-	20,0%
Priv. Verbraucher (§ 65 Abs. 2 EEG)	2,5%	-	20,0%
Eigenerzeuger (§ 61 Abs. 1 EEG)	0,2%	-	40,0%
Befreite Eigenerzeuger (§ 62 Abs. 2 f. EEG)	12,0%	-	-
Nicht privilegierte Verbraucher	65,4%	-	100,0%
Nettostromverbrauch	100,0%	-	-

8.4 Modellimplementierung

Das EEG-Modell ist vollständig in *Microsoft EXCEL* umgesetzt. Dies erlaubt eine hohe Flexibilität bei der Bildung von Szenarien und erleichtert zudem den Datenaustausch mit dem Strommarktmodell *ELTRAMOD-INVEST*, da beide auf eine einheitliche Datenbank zur Steuerung der Szenariorechnungen zurückgreifen können. Zudem kann das EEG-Modell direkt auf das entsprechende *EXCEL*-Modul zur Datenauswertung von *ELTRAMOD-INVEST* zurückgreifen. Bei der Implementierung des EEG-Modells wird großer Wert auf die Modularisierung gelegt. So erfolgt beispielsweise die Berechnung der technologiespezifischen Vergütungen von Biomasse, PV, Wind Onshore und Wind Offshore jeweils unabhängig voneinander und kann so bei Bedarf auch um weitere Technologien erweitert werden.

8.5 Modellvalidierung

Wie bereits beim Strommarktmodell *ELTRAMOD-INVEST* beschrieben bildet die Modellvalidierung einen wichtigen Schritt in der Modellgestaltung und bei der Durchführung von Szenarioanalysen. Im Gegensatz zu der Validierung in Abschnitt 7.6 wird das EEG-Modell jedoch nicht anhand von historischen Daten validiert, da es für die im Modellansatz implementierten Vergütungsregeln des EEG 2014 bisher keine historischen Realdaten als Vergleichsmaßstab gibt. Stattdessen wird die Validierung

²²³ Datengrundlage: Krampe und Peter (2014).

anhand eines Vergleichs der im Modell resultierenden EEG-Umlage mit aktuellen Umlageprognosen durchgeführt.

Als erster Vergleichsmaßstab wird die tatsächlich erhobene EEG-Umlage in 2014 sowie in 2015 und die Trendprognose für 2016 der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen (50Hertz et al. 2014d). Als zweiter Vergleichsmaßstab wird die Mittelfristprognose bis 2019 verwendet (Leipziger Institut für Energie 2014). Da in der Mittelfristprognose kein Umlagebetrag ausgewiesen wird, werden Einnahme- und Ausgabepositionen der Mittelfristprognose im EEG-Modell fixiert, um den Umlagebetrag zu berechnen. Schließlich wird die Datengrundlage im EEG-Modell hinsichtlich der Entwicklung des jährlichen EPEX-Base-Preises, der Marktwertfaktoren sowie der Letztverbrauchsmengen an die Mittelfristprognose angeglichen.

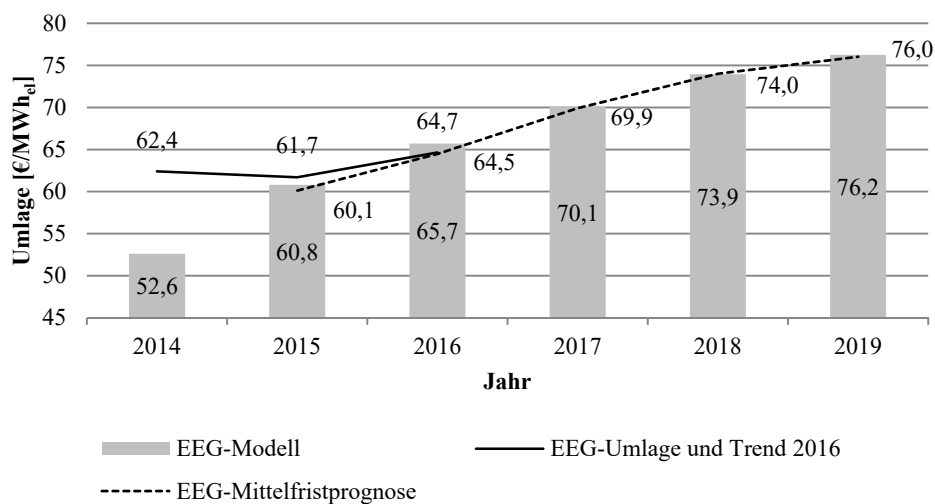


Abbildung 61: Vergleich EEG-Umlage 2014–2019

In Abbildung 61 wird die Gegenüberstellung der Modellergebnisse mit den beiden Vergleichsmaßstäben auf Basis von Nominalpreisen vorgenommen. Bei diesem Vergleich fällt zunächst eine relativ deutliche Abweichung zwischen der tatsächlich erhobenen EEG-Umlage in 2014 in Höhe von 62,4 €/MWh_{el} und dem Modellergebnis in Höhe von 52,6 €/MWh_{el} auf. Diese kann allerdings nahezu vollständig auf eine Überschätzung der im Jahr 2013 festgelegten EEG-Umlage für 2014 zurückgeführt werden, welche sich am Ende von 2014 in einem Überschuss von 2,9 Mrd. € auf dem EEG-Jahreskonto darstellte (50Hertz et al. 2015). In den folgenden Jahren 2015 und 2016 beträgt die Abweichung der Modellprognose zur ermittelten EEG-Umlage jeweils 1–2%. Die Modellabweichungen in Bezug zu der aus der Mittelfristprognose berechneten Umlage liegen für die Jahre 2015 und 2016 in der gleichen Größenordnung. In den

Jahren nach 2017 sind die Abweichungen fortan marginal (max. 0,3% in 2019). Dass die Abweichungen in den ersten Modelljahren 2015 und 2016 größer sind, kann grundsätzlich auf Ausgleichseffekte des EEG-Kontos in den Jahren 2014 bis 2016 zurückgeführt werden, die im Modellansatz unberücksichtigt geblieben sind. Insgesamt zeigt die Validierung des EEG-Modells anhand der EEG-Umlage und den Prognosen, dass der Modellansatz trotz der getroffenen Vereinfachung, z. B. Vernachlässigung einzelner Technologien, sehr gut dazu geeignet ist, Aussagen über die zukünftige Entwicklung der EEG-Umlage zu tätigen. Inwiefern trotz des hohen Gütegrads Einschränkungen hinsichtlich der Aussagefähigkeit mit Hinblick auf die Modellgrenzen gelten, wird im Rahmen des nächsten Abschnittes diskutiert.

8.6 Grenzen des Modellansatzes

Die Validierung des Modellansatzes hat eine sehr hohe Genauigkeit mit den festgelegten EEG-Umlagen und der Mittelfristprognose gezeigt. Dennoch sind bei der Interpretation von Szenariorechnungen einige Aspekte zu beachten, die in der Zukunft zu abweichenden Entwicklungen führen können.

8.6.1 Politische Entwicklung

Da die Förderung der Erneuerbaren Energien durch das EEG auf das nationale Umfeld begrenzt ist, können politische Entscheidungen und deren rechtliche Umsetzung im Rahmen des EEGs stärkere bzw. unmittelbarere Auswirkungen auf den deutschen Endverbraucherpreis haben, als dies durch nationale Eingriffe in den Stromgroßhandelsmarkt möglich ist. Dies hat zur Folge, dass die Ergebnisse der Szenariorechnungen auf Basis des EEG-Modells in besonderem Maße von einem stabilen politischen Umfeld abhängen. Dass nicht zwingend von einem stabilen Umfeld hinsichtlich der EEG-Vergütungsregeln ausgegangen werden kann, zeigt der Umstand, dass eine Anpassung der Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Vergangenheit in immer kürzeren Zeiträumen stattgefunden hat: StromEinspG 1991, EEG 2000, EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012 und EEG 2014 (vgl. Abschnitt 8.1.1). Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass sich der politische und rechtliche Einfluss lediglich auf Aufwendungen für in Zukunft gebaute EEG-Anlagen erstreckt. Dies ist im Bestandsschutz für EEG-Anlagen begründet, der die jeweilige Förderung entsprechend der zum Inbetriebnahmezeitpunkt gültigen EEG-Fassung über 20 Jahre garantiert. Dies hat zur Folge, dass heute getroffene Entscheidungen zur Veränderung des EEG-Fördermechanismus, z. B. eine Reduktion der Fördersätze, in der Regel erst mit mehreren Jahren Verzögerung in Form einer Umlagereduktion spürbar werden.

8.6.2 Abhängigkeit vom Strommarkt

Durch die Bedeutung des Marktwertes der Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen für die Berechnung der EEG-Umlage ergibt sich eine starke Abhängigkeit mit den erzielten Preisen auf den Stromgroßhandelsmärkten. So führt beispielsweise ein hoher Strompreis zu einer sinkenden Umlage und umgekehrt. Die historische Unterschätzung der Entwicklung der EEG-Umlage kann dabei neben dem unerwartet hohen PV-Anlagenzubau insbesondere auf eine Überschätzung der Stromgroßhandelspreise zurückgeführt werden (Abschnitt 8.1.3). In der Folge sollte ein stärkeres Gewicht auf mögliche Veränderungen der Börsenpreise und ihrer Einflussparameter gelegt werden. So kann beispielsweise eine zusätzliche CO₂-Abgabe zu einer Erhöhung der Strompreise führen und so gleichzeitig zu einer Senkung der EEG-Umlage beitragen. Um dies im Modellansatz zu berücksichtigen, ist das EEG-Modell im Rahmen der Arbeit mit dem Strommarktmodell *ELTRAMOD-INVEST* gekoppelt, womit eine detaillierte Analyse der Wechselwirkungen zwischen EEG-Umlage und Börsenpreisen ermöglicht wird.

8.6.3 Weitere Systemgrenzen

Im Modellansatz zur Berechnung der EEG-Umlage gibt es einige Vereinfachungen, die zusätzliche Grenzen darstellen und daher beachtet werden sollten. So sind – wie in der Datengrundlage bereits dargestellt – der Zubau sowie die damit einhergehenden Aufwendungen für einige Technologien unberücksichtigt geblieben. Da bei den Technologien jeweils nur ein geringer Anlagenzubau erwartet wird, ist hier nur ein geringer Modellfehler zu erwarten. Sofern in weiteren Untersuchungen der Beitrag der einzelnen Technologien zu den EEG-Umlagekosten ermittelt werden soll, erscheint eine Erweiterung des modularen Modellansatzes jedoch sinnvoll.

Eine wesentliche Vereinfachung bei der Berechnung der EEG-Umlagekosten stellt die Aggregation der Bestandsanlagen vor 2014 dar. Hintergrund für diese Vereinfachung ist in erster Linie die mangelnde Datenverfügbarkeit, da die vergüteten Strommengen und Auszahlungen nicht für die einzelnen Inbetriebnahmejahre, sondern lediglich in aggregierter Form veröffentlicht werden. Es konnte allerdings im Rahmen der Validierung gezeigt werden, dass trotz der Vereinfachung der Modellfehler auf einem niedrigen Niveau liegt.

Abschließend ist anzumerken, dass im Rahmen des Modells nicht analysiert wird, ob einzelne Anlagen unter den jeweiligen Vergütungssätzen betriebswirtschaftlich sinnvoll betrieben werden können. Das bedeutet, dass nicht sicher ist, ob bei den im EEG abgebildeten Vergütungssätzen der prognostizierte Zubau in der Realität tatsächlich vorgenommen wird. Daher ist bereits in Abschnitt 8.3.3 eine Einordnung der EEG-Vergütungssätze in Bezug zu Vergleichsstudien durchgeführt worden. Dennoch soll an

dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen werden, dass die Ergebnisse im Modell stark von den exogenen Eingangsparametern bzw. Annahmen abhängen. In der Konsequenz und aufgrund der Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Vergütungssätze werden die Auswirkungen von abweichenden Entwicklungen im Rahmen der Sensitivitätsanalysen näher betrachtet.

9 STROMPREISE UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DES NETZ-AUSBAUS

Ziel dieses Kapitels ist es, einen Ansatz zur Berechnung der zukünftigen Endkundenpreise vorzustellen, der sowohl die Ergebnisse aus den bisher vorgestellten Modellen als auch sonstige Kostenbestandteile berücksichtigt. So setzt sich der Strompreis für Endkunden neben dem Großhandelspreis und der EEG-Umlage, welche mit Hilfe des Strommarktmodells (Kapitel 7) und dem EEG-Modell (Kapitel 8) ermittelt werden, auch aus weiteren Bestandteilen zusammen (vgl. Abschnitt 6.2.2), die nachfolgend zunächst als sonstige Kostenbestandteile aggregiert sind (siehe Abbildung 62). Während ein Teil der sonstigen Kostenbestandteile unabhängig von der Entwicklung eines Transformationspfads ist, wie Stromsteuer oder Konzessionsabgabe, stehen einige Bestandteile auch im direkten Zusammenhang mit der Entwicklung des Energiesystems, wie Netzentgelte. Im Folgenden wird daher ein zweistufiger Ansatz verwendet, um die sonstigen Kostenbestandteile zur Berechnung von Endkundenpreisen zu ermitteln. Im ersten Schritt wird zunächst die Differenz (Sonstige Kostenbestandteile) aus Endkundenstrompreis und Stromgroßhandelspreis sowie EEG-Umlage auf Basis bestehender Studien bestimmt. In einem zweiten Schritt werden die sonstigen Kostenbestandteile um Auf- bzw. Abschläge in Abhängigkeit abweichender Netzausbaukosten angepasst. Das dazu herangezogene Vorgehen wird in den nächsten Abschnitten näher erläutert.

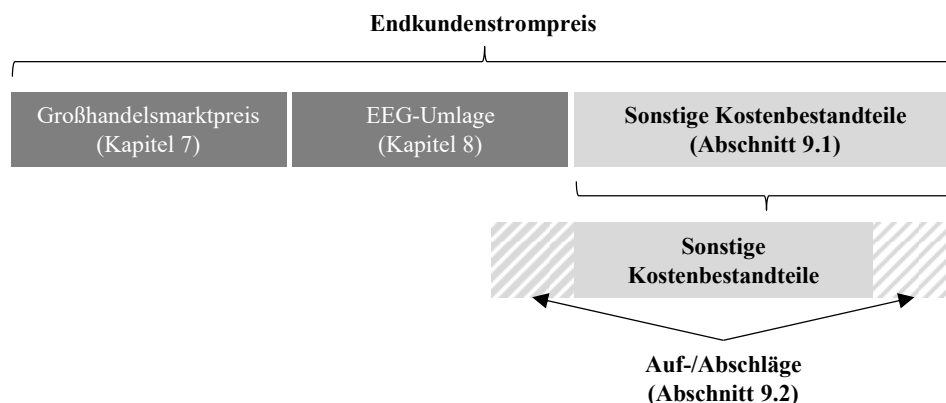


Abbildung 62: Vorgehen zur Ermittlung des Stromendkundenpreises

9.1 Aggregierte Betrachtung der Strompreisentwicklung

Zur Bestimmung der aggregierten sonstigen Kostenbestandteile des Endkundenstrompreises wird die Energiereferenzprognose herangezogen (BMWi 2014b). Die Studie

eignet sich für diesen Zweck, da analog zum Vorgehen in dieser Arbeit sowohl die Teilergebnisse von Modellrechnungen (Großhandelspreis, EEG-Umlage) als auch die Endverbraucherpreise bis 2030 ausgewiesen werden. Da die Studie in Abstimmung mit dem BMWi entstanden ist, kann zudem davon ausgegangen werden, dass potenzielle Veränderungen von staatlichen und regulatorischen Kostenbestandteilen bereits berücksichtigt sind. Nachfolgend werden die sonstigen Kostenbestandteile für zwei Verbrauchergruppen ermittelt: für Haushaltskunden und für umlagepflichtige Industriekunden. Für Haushaltskunden sind diese in Tabelle 40 dargestellt.²²⁴ Hieraus geht hervor, dass die sonstigen Kostenbestandteile für Haushaltskunden auf realer Basis weitgehend stabil sind bzw. leicht sinken. Das bedeutet, dass die nominale Kostensteigerung geringer als die angenommene Preissteigerungsrate von 1,5% ist, was beispielsweise mit sinkenden Vertriebsmargen erklärt werden kann.

Tabelle 40: Ermittlung der sonstigen Stromkostenbestandteile von Haushaltskunden²²⁵

Preise/Kosten [€/2012/MWh _{el}]	2012	2015	2020	2025	2030
Strompreis (brutto)	260,50	-	296,38	316,68	288,26
Strompreis (netto)	218,91	-	249,06	266,12	242,24
Großhandelspreis	42,58	-	42,63	60,90	68,01
EEG-Umlage	35,90	-	68,01	65,98	36,54
Delta (Sonstige Kostenbestandteile)	140,43	139,68	138,42	139,24	137,69

Die Entwicklung der sonstigen Stromkostenbestandteile für Industriekunden ist in Tabelle 41 dargestellt. Zu beachten ist dabei, dass für 2012 keine konsistente Datengrundlage vorliegt,²²⁶ der Strompreis in 2012 wird daher auf Basis der Angaben der Jahre 2020–2030 interpoliert. Aus Tabelle 41 geht zunächst hervor, dass die sonstigen Kostenbestandteile für Industriekunden wesentlich geringer sind als für Haushaltskunden. Die Unterschiede resultieren dabei unter anderem aus Größenvorteilen bei der Beschaffung, die beispielsweise zu niedrigeren Vertriebsaufschlägen führen, und aus niedrigeren Netzentgelten, da industrielle Verbraucher in der Regel an eine höhere Netzebene angeschlossen sind. Im Gegensatz zu den Haushaltskunden zeigt sich jedoch auch auf

²²⁴ Da für 2015 keine Werte in der Referenzprognose hinterlegt sind, werden die Differenzkosten in 2015 über eine Interpolation der Werte aus 2012 und 2020 ermittelt.

²²⁵ Eigene Berechnung auf Basis von BMWi (2014b). Werte von 2012 auf Basis von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2013).

²²⁶ Für die Haushaltskunden konnte in 2012 auf den Monitoringbericht 2012 zurückgegriffen werden. Im Monitoringbericht sind auch Stromkosten für nicht befreite Industriekunden enthalten. Es geht allerdings nicht hervor, ob die Annahmen hinsichtlich Größe der Industriekunden zwischen Referenzprognose und Monitoringbericht übereinstimmen.

Realkostenbasis ein leichter Anstieg der sonstigen Kostenbestandteile für nicht privilegierte Industriekunden.

Tabelle 41: Ermittlung der sonstigen Stromkostenbestandteile der nicht privilegierten Industriekunden²²⁷

Preise/Kosten [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	2012	2015	2020	2025	2030
Strompreis (brutto)	123,55	-	161,39	179,66	159,36
Strompreis (netto)	103,82	-	135,62	150,97	133,91
Großhandelspreis	42,58	-	42,63	60,90	68,01
EEG-Umlage	35,90	-	68,01	65,98	36,54
Delta (Sonstige Kostenbestandteile)	25,34	25,21	24,98	24,10	29,37

Ferner ist bei der Ermittlung der Endkundenpreise auf Basis der Modellrechnungen zu beachten, dass bei der Validierung des Großhandelspreises eine für Fundamentalmodelle typische Unterschätzung festgestellt wird (vgl. Abschnitt 7.6). Um diese Unterschätzung auszugleichen, wird in den Szenariorechnungen ein zusätzlicher Aufschlag von 2,1% auf den Modellgroßhandelspreis erhoben, welcher der Differenz zwischen realen Marktdaten und Modellergebnis entspricht.

9.2 Abweichende Netzausbaukosten

Nach Ermittlung der sonstigen Kostenbestandteile auf Basis der Energiereferenzprognose wird nun die Anpassung dieser um abweichende Netzausbaukosten dargestellt, welche durch einen unterschiedlich starken Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen hervorgerufen wird. Hierzu wird zunächst das vom Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen abhängige Investitionsvolumen ermittelt – im Übertragungsnetz an Land, im Offshore-Bereich sowie im Verteilnetz. Anschließend werden die jährlichen technologiespezifischen Aufwendungen des Netzausbaus berechnet, welche im letzten Schritt dazu dienen, Abweichungen hinsichtlich der sonstigen Kostenbestandteile für unterschiedliche Transformationspfade zu bestimmen.

9.2.1 Investitionen in den Netzausbau

9.2.1.1 Übertragungsnetz an Land

Der Zusammenhang zwischen dem Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und dem Investitionsvolumen in das Übertragungsnetz wird auf Basis des von den ÜNB

²²⁷ Eigene Berechnung auf Basis von BMWi (2014b).

erstellten *Netzentwicklungsplan Strom* ermittelt (50Hertz et al. 2014b),²²⁸ welcher den Netzausbau im Übertragungsnetz sowie das jeweilige Investitionsvolumen abhängig von drei Ausbauszenarien darstellt.

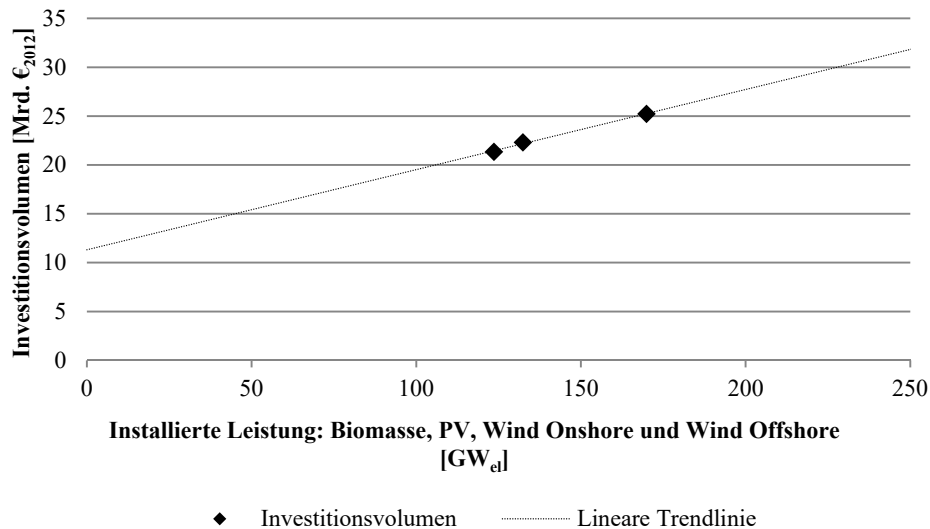


Abbildung 63: Ermittelter Zusammenhang zwischen installierter Leistung in Erneuerbare-Energien-Anlagen und Investitionsvolumen in das Übertragungsnetz²²⁹

Der hieraus abgeleitete lineare Zusammenhang zwischen dem Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen (Biomasse, PV, Wind Onshore und Wind Offshore) und dem Investitionsvolumen im Übertragungsnetz ist in Abbildung 63 dargestellt. Für zusätzliche Erneuerbare-Energien-Anlagen lässt sich hieraus ein durchschnittliches Investitionsvolumen von 0,08 Mrd. €₂₀₁₂/GW_{el} ableiten. Unabhängig von der installierten Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist zudem ein Investitionsvolumen von rd. 11,3 Mrd. €₂₀₁₂ notwendig, welches auf den im internationalen Rahmen notwendigen Netzausbau zurückgeführt werden kann, z. B. für die Erweiterung der Grenzkupplstellenkapazität (vgl. Abschnitt 7.4.6).

9.2.1.2 Offshore-Übertragungsnetz

Der *Offshore-Netzentwicklungsplan* der Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz et al. 2014c) basiert auf denselben Szenarien wie der zuvor vorgestellte *Netzentwicklungsplan Strom*, konzentriert sich jedoch auf die Infrastruktur zur Anbindung der Offshore-

²²⁸ Unabhängig davon wird der notwendige Netzausbau in Offshore-Netze im *Offshore-Netzentwicklungsplan* dargelegt, dieser wird im nächsten Abschnitt separat betrachtet.

²²⁹ Datengrundlage: 50Hertz et al. (2014b).

Windenergieanlagen. Entsprechend wird an dieser Stelle lediglich ein linearer Zusammenhang zwischen installierter Leistung von Offshore-Windenergie und Investitionsvolumen betrachtet (siehe Abbildung 64).

Im Gegensatz zum *Netzentwicklungsplan Strom* wird für Offshore-Windenergieanlagen davon ausgegangen, dass ohne Leistungszubau kein Netzausbau auf See und keine entsprechenden Investitionen notwendig sind. Der erforderliche Investitionsbedarf für Leistungsinstallationen in Offshore-Windenergie wird entsprechend auf Basis eines linearen Zusammenhangs auf rd. 1,4 Mrd. €₂₀₁₂/GW_{el} geschätzt.

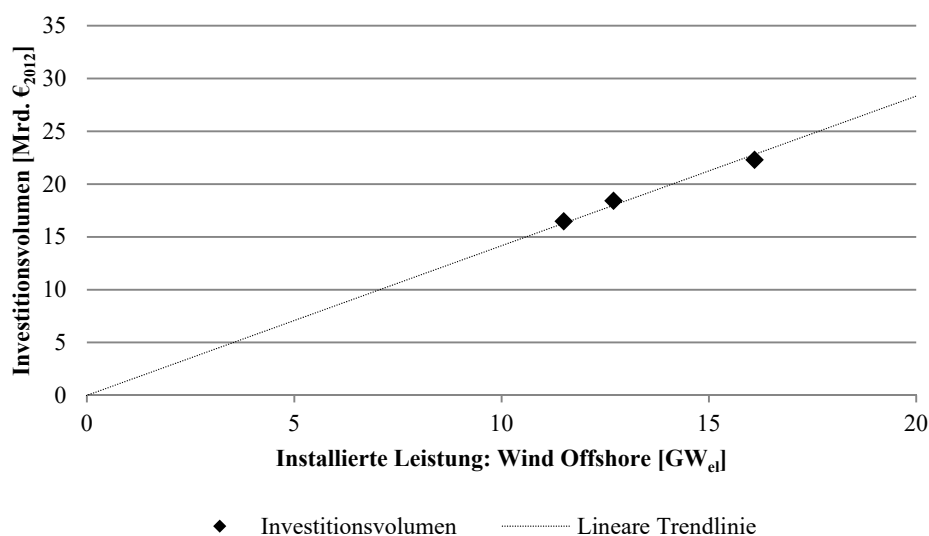


Abbildung 64: Ermittelter Zusammenhang zwischen installierter Leistung in Offshore-Windenergieanlagen und Investitionsvolumen in das Offshore-Übertragungsnetz²³⁰

9.2.1.3 Verteilnetze

Den notwendigen Netzausbau im Verteilnetz hat die Deutsche Energieagentur (Dena) separat vom Übertragungsnetzausbau im Rahmen der *Verteilnetzstudie* untersucht (Dena 2012). Im Rahmen der Studie werden zwei Entwicklungsszenarien für die Installation von Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2030 untersucht. Zusätzlich werden alternative Pfade hinsichtlich der Anwendung von innovativen Technologien zur Netzsteuerung analysiert. Für die hier durchgeführte Betrachtung wird das arithmetische Mittel aus der höchsten und der niedrigsten Abschätzung des Investitionsbedarfs herangezogen. Dieses wird in Abbildung 65 für zwei Ausbauszenarien der installierten Leistung von

²³⁰ Datengrundlage: 50Hertz et al. (2014c).

Erneuerbare-Energien-Anlagen an Land (Biomasse-, PV- und Wind-Onshore-Anlagen) gegenübergestellt.²³¹

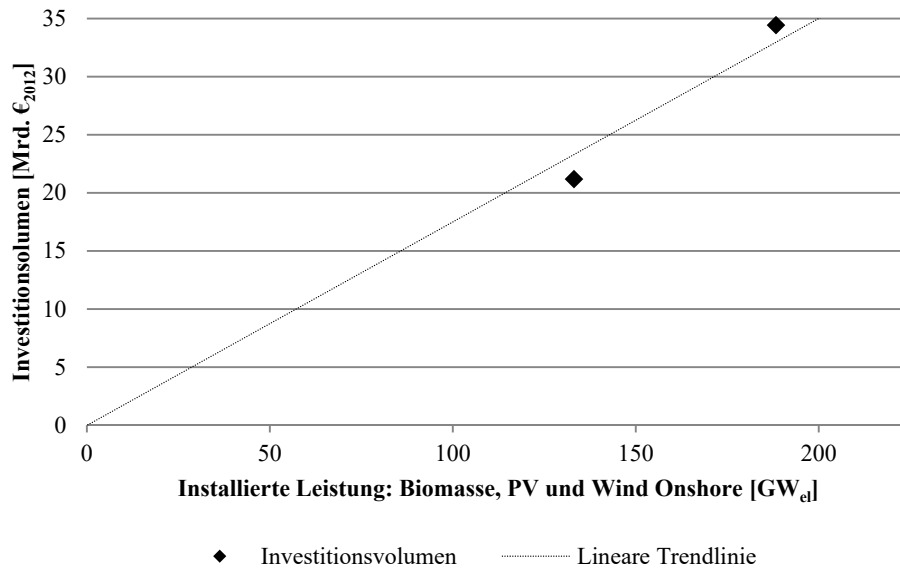


Abbildung 65: Ermittelter Zusammenhang zwischen installierter Leistung in Erneuerbare-Energien-Anlagen an Land und Investitionsvolumen in das Verteilnetz²³²

Unabhängig von erforderlichen Instandhaltungsaufwendungen wird davon ausgegangen, dass ohne Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen an Land kein zusätzlicher Netzausbau sowie entsprechende Investitionen notwendig sind. Auf Basis eines linearen Zusammenhangs kann daher für den Verteilnetzausbau ein Investitionsvolumen in Höhe von rd. 0,18 Mrd. €₂₀₁₂/GW_{el} auf den Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen an Land zurückgeführt werden.

9.2.2 Jährliche Zuordnung der Netzausbauaufwendungen

Um im nachfolgenden Schritt die Auswirkung auf die Netzentgelte bestimmen zu können, werden zuvor die jährlichen Aufwendungen in Form von Annuitäten und jährlich anfallenden Betriebskosten technologiespezifisch zugeordnet. Zur Berechnung der Annuität wird ein inflationsbereinigter Realzinssatz von 5% verwendet (Hinz et al. 2014). Die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Investitionen in das Stromnetz wird

²³¹ Offshore-Windanlagen werden nicht berücksichtigt, da sie überwiegend in das Übertragungsnetz einspeisen (50Hertz et al. 2013).

²³² Datengrundlage: Dena (2012).

basierend auf Anlage 1 StromNEV für Übertragungsnetze auf 40 Jahre und für Verteilnetze auf 35 Jahre festgelegt. Zusätzlich werden analog zu Hinz et al. (2014) jährliche Betriebskosten in Höhe von 3% der Investitionssumme berücksichtigt.

Basierend auf diesen Annahmen betragen die vom Anlagenzubau unabhängigen jährlichen Aufwendungen des Netzausbaus rd. 1.006 Mio. €₂₀₁₂/a. Die nach Technologien differenzierten, jährlichen Aufwendungen des Netzausbaus sind in Tabelle 42 in Abhängigkeit der installierten Leistung dargestellt. Auffallend sind die überproportional hohen Aufwendungen des Netzausbaus durch die Installation von Wind-Offshore-Anlagen. Diese sind 471% höher als die Aufwendungen der übrigen Technologien. Dies wird jedoch relativiert, wenn die Aufwendungen ins Verhältnis zu den jährlichen Benutzungsstunden der Anlagen gestellt werden. In diesem Fall sind die spezifischen Netzausbaukosten von Wind-Offshore-Anlagen lediglich 29% höher als die von PV-Anlagen

Tabelle 42: Technologiespezifische Aufwendungen des Netzausbaus²³³

Technologie	Jährliche Aufwendungen [€ ₂₀₁₂ /MW _{el} /a]	Benutzungsstunden [h]	Spezifisch [€ ₂₀₁₂ /MW _{el}]
Biomasse	23.316,3	5.914,0	3,9
PV	23.316,3	945,0	24,7
Wind Offshore	133.135,0	4.187,0	31,8
Wind Onshore	23.316,3	1.762,0	13,2

Bei der vorgestellten Zuordnung der Netzentgelte sollte beachtet werden, dass die durch den Netzausbau resultierenden Aufwendungen nicht im betriebswirtschaftlichen Entscheidungskalkül der Anlagenbetreiber berücksichtigt werden, da diese vom Endverbraucher zu tragen sind (vgl. Abschnitt 6.2.2). Aus diesem Grund werden die auf Erneuerbare-Energien-Anlagen zurückzuführenden Netzausbaukosten auch nicht im Rahmen des Strommarktmodells *ELTRAMOD-INVEST* berücksichtigt. Aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive wäre eine gesamtheitliche Betrachtung der anfallenden Kosten jedoch erstrebenswert.

9.2.3 Jährliche technologiespezifische Aufwendungen

Auf Basis der technologiespezifischen Zuordnung der jährlichen Aufwendungen für den Netzausbau soll nun gezeigt werden, wie die sonstigen Kostenbestandteile auf Basis eines abweichenden Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen in den verschiedenen

²³³ Datengrundlage: Benutzungsstunden auf Basis EEG-Mittelfristprognose für 2015 (Leipziger Institut für Energie 2014).

Energietransformationspfaden variiert werden. Um dies zu ermöglichen, werden zunächst die verbrauchsspezifischen Aufwendungen für den Netzausbau auf Basis des Ausbaupfads von Erneuerbaren Energien berechnet, der in der Energiereferenzprognose vorgegeben ist (BMWi 2014b).²³⁴ Die hierfür herangezogenen Annahmen sowie die resultierenden jährlichen und spezifischen Aufwendungen sind in Tabelle 43 dargestellt.²³⁵

Tabelle 43: Installierte Leistung in Erneuerbare-Energien-Anlagen und Aufwendungen für Netzausbau in der Energiereferenzprognose

Installierte Leistung/Verbrauch der Energiereferenzprognose		2020	2025	2030
Biomasse	[GW _{el}]	9,0	8,0	7,0
PV	[GW _{el}]	57,0	62,0	68,0
Wind Offshore	[GW _{el}]	11,0	11,0	11,0
Wind Onshore	[GW _{el}]	38,0	40,0	48,0
Nettostromverbrauch	[TWh _{el}]	500,0	495,0	490,0
Berechnete Aufwendungen				
Jährliche Aufwendungen	[Mio. € _{2012/a}]	3.889,4	4.029,3	4.332,4
Spezifische Aufwendungen	[€ _{2012/MWh_{el}}]	7,8	8,1	8,8

Da angenommen wird, dass die so ermittelten Aufwendungen des Netzausbaus bereits in den sonstigen Kostenbestandteilen der Energiereferenzprognose berücksichtigt worden sind, können die Anpassungen aus der Differenz zwischen den notwendigen Netzausbauaufwendungen in den jeweiligen Energietransformationspfaden und den berechneten Aufwendungen in der Energiereferenzprognose ermittelt werden.

9.3 Grenzen des Ansatzes

An dieser Stelle sollen die Einschränkungen dargestellt werden, die sich aus dem Ansatz zur Bestimmung der sonstigen Kostenbestandteile und der netzausbaubedingten Kostenanpassungen ergeben. Zunächst kann festgehalten werden, dass die in den sonstigen Kosten enthaltenen Bestandteile in hohem Maße von politischen Entscheidungen abhängen, da diese zum größten Teil aus Steuern, Abgaben und regulierten Entgelten bestehen. Daraus resultiert ein hoher Abhängigkeitsgrad der Ergebnisse von der

²³⁴ Zu beachten ist, dass keine Unterschiede bei den Letztverbrauchergruppen vorgenommen werden. In der Realität könnten daher Abweichungen auftreten, da viele Industriekunden auf höhere Netzebenen angeschlossen sind und daher nur bedingt den Netzausbau im Verteilnetz mitfinanzieren.

²³⁵ Eine Veränderung des derzeit geplanten Netzausbaus wird erst ab dem Stichjahr 2020 betrachtet, da vorzeitige Abweichungen im Hinblick auf die nötige Vorlaufzeit von Netzausbaumaßnahmen kaum möglich sind.

nationalen Energiepolitik. So würde beispielsweise allein die Abschaffung der Stromsteuer zu einer Nettoerhöhung des Haushaltsstrompreises von 20,5 €/MWh_{el} führen.²³⁶

Des Weiteren sollte beachtet werden, dass die ermittelten Zusammenhänge für das Investitionsvolumen jeweils auf Annahmen aus Prognosestudien und nicht auf historischen Daten beruhen. Dies betrifft auch die Charakteristik des Zusammenhangs zwischen Ausbau Erneuerbarer Energien und Investitionsvolumen, welcher sich in den Prognosestudien als nahezu linear beschreiben lässt. In der Realität kann dieser Zusammenhang jedoch abweichend ausgestaltet sein, so können beispielsweise beim weiteren Ausbau von Wind-Offshore-Anlagen Größenvorteile sowie Lerneffekte entstehen, welche eher einen logarithmischen Zusammenhang abbilden würden.

Kritisch hinterfragt werden kann auch der angenommene additive Zusammenhang einzelner Technologien bei der Berechnung der Netzausbaukosten. So beruhen die in den Prognosestudien ermittelten Investitionen jeweils auf einem vorgegebenen Technologiemix. Da davon auszugehen ist, dass ein Leistungszubau lediglich einer Technologie nicht zu dem gleichen Investitionsvolumen führt wie bei gleichem Leistungszubau, der über verschiedene Technologien verteilt ist, können sich bei einem einseitigen Zubau in den Szenariorechnungen zusätzliche Fehler ergeben.

Nicht berücksichtigt werden im vorgestellten Ansatz abweichende Entwicklungen der Aufwendungen für Systemdienstleistungen bei den Energietransformationspfaden, z. B. für Regelenergie oder Redispatch. Da Hinz et al. (2014) jedoch zeigen, dass die Aufwendungen für Systemdienstleistungen im Vergleich zu den Netzausbaukosten relativ gering sind, wird davon ausgegangen, dass der Fehler durch eine Vernachlässigung für den hier verwendeten Modellansatz vertretbar ist.

Zusammenfassend sollte der hier verwendete Ansatz zur Ermittlung der sonstigen Kostenbestandteile des Stromhaushaltspreises nur unter Beachtung der politischen Unsicherheiten und der zugrundeliegenden Annahmen insbesondere aus den Prognosestudien verwendet werden.

²³⁶ Aufgrund der Bedeutung und der Höhe der Einnahmen, die in den allgemeinen Bundeshaushalt fließen (Khazzoum et al. 2011), ist eine Abschaffung der Stromsteuer eher unwahrscheinlich. In der Vergangenheit wurde eine Senkung der Stromsteuer allerdings von verschiedenen politischen Akteuren gefordert (Meyer et al. 2012).

10

ENTWICKLUNG UND ANALYSE DER TRANSFORMATIONSPFADE

Mit diesem Kapitel wird das Ziel verfolgt, auf Basis der vorgestellten Modellansätze alternative Transformationspfade in Form von Szenariowelten für Deutschland quantitativ zu entwickeln, um diese in den nachfolgenden Kapiteln aus gesellschaftlicher Perspektive bewerten zu können. Das Kapitel ist dazu in fünf Abschnitte gegliedert: Im ersten Abschnitt werden zunächst mögliche Transformationspfade bis 2030 definiert, welche im anschließenden Abschnitt mit den zuvor beschriebenen Modellansätzen quantitativ beschrieben und aus energiewirtschaftlicher Perspektive analysiert werden. Auf eine gesellschaftliche Einordnung der Ergebnisse, z. B. hinsichtlich der durch die Bevölkerung akzeptierten Preisentwicklung, wird dort verzichtet, da dies Bestandteil der folgenden Kapitel ist. In den anschließenden zwei Abschnitten (drei und vier) werden zunächst Sensitivitätsanalysen definiert und berechnet. Die Sensitivitätsanalyse dient zum einen dazu, die Stabilität der Ergebnisse im Hinblick auf sensible Eingangsparameter zu testen. Zum anderen ermöglichen die Sensitivitätsanalysen Auswirkungen von aktuellen energiepolitischen Maßnahmen zu untersuchen. Im letzten Abschnitt werden ausgewählte energiewirtschaftliche Zusammenhänge herausgestellt, die im Rahmen der Analyse ersichtlich wurden.

10.1 Definition der Szenariowelten

Zur Analyse der gesellschaftlichen Akzeptanz von alternativen Transformationspfaden werden insgesamt vier Szenariowelten untersucht.²³⁷ Die Szenarien sind in Tabelle 44 gegenübergestellt und werden nachfolgend näher beschrieben. Den Ausgangspunkt der Szenarioanalyse bildet die *Referenz-Welt 1*, welche den Status quo der Energiepolitik der Bundesregierung abbildet: d. h. Kernenergieausstieg bis 2022, weitere Nutzung der heimischen Braunkohle und stetiger technologiedifferenzierter Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen entsprechend dem NEP-Szenariorahmen der ÜNB (50Hertz et al. 2014f).

²³⁷ Die Untersuchung wird auf vier alternative Szenariowelten beschränkt, da aus Gründen der Komplexität nur eine eingeschränkte Anzahl von Varianten innerhalb des Weblogs untersucht werden können (vgl. Kapitel 12).

Tabelle 44: Überblick über die alternativen Transformationspfade

Szenario	① REFERENZ- WELT	② BRAUNKOHLE- AUSSTIEGS- WELT	③ GRÜNE- WELT	④ KONVEN- TIONELLE- WELT
EE-Ausbau bis 2020	Bundesregierung/NEP			
EE-Ausbau-Ziel 2030	Bundesregierung/NEP		75% des NSV	kein Ziel
EE-Technologiemix	Bundesregierung/NEP		frei	
Braunkohle	Zubau möglich	Ausstieg 2030		Zubau möglich
Steinkohle	Zubau möglich		kein Zubau	Zubau möglich
Kernenergie	Bundesregierung: Ausstieg 2023			Verlängerung

Die nächsten zwei Transformationspfade basieren auf den Ergebnissen der Bevölkerungsbefragungen. In der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② werden bei sonst gleichen Ausgangsbedingungen wie in der *Referenz-Welt* ① die Auswirkungen einer Beendigung der Braunkohleverstromung bis 2030 untersucht. Dies entspricht der in den Umfragen ermittelten Präferenz der Bevölkerung und spiegelt gleichzeitig aktuelle energiepolitische Diskussionen wider (vgl. Nippa 2014 und Oei et al. 2014). In 2030 gehen so in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② zusätzlich Braunkohlekraftwerke mit einer Erzeugungskapazität von rd. 14,2 GW_{el} vom Netz (im Vergleich zur *Referenz-Welt* ①). Ambitionierter als in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② ist der Transformationspfad in der *Grünen-Welt* ③ ausgestaltet. Dieser sieht basierend auf den Präferenzen der Bevölkerung (vgl. Abschnitt 4.2.4) einen verstärkten Ausbau von Erneuerbaren Energien vor: Hier wird der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in 2030 auf 75% des Nettostromverbrauchs festgelegt. Zur modelltechnischen Implementierung werden zudem für 2020 (47%) und 2025 (61%) Zwischenziele berücksichtigt. Im Unterschied zur *Referenz-Welt* ① und zur *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② wird allerdings kein Technologiemix für Erneuerbare-Energien-Anlagen vorgegeben, d. h. die aus Gesamtsystemperspektive günstigsten Technologien werden endogen zugebaut.²³⁸ Zusätzlich wird im Rahmen dieses Energietransformationspfads neben dem Braunkohleausstieg bis 2030 auch der weitere Zubau von Steinkohlekraftwerken beschränkt, um auch dort einen mittelfristigen Ausstieg vorzubereiten.

Als Gegenentwurf zu den drei bisher vorgestellten Pfaden wird die *Konventionelle-Welt* ④ verstanden: Diese steht den erhobenen Bevölkerungspräferenzen weitgehend entgegen, wird jedoch als zusätzlicher Vergleichsmaßstab verstanden (insbesondere für

²³⁸ Die Perspektive beschränkt sich allerdings auf den Stromerzeugungssektor, bspw. werden zusätzliche Netzausbaukosten durch die Installation von Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht bei der Zubauentscheidung berücksichtigt (vgl. Abschnitt 9.2.2).

die spätere Onlinebefragung in Kapitel 12). Die *Konventionelle-Welt* ④ sieht nach 2020 keine Ziele hinsichtlich des weiteren Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen vor. Ein aus Gesamtsystemperspektive ökonomisch sinnvoller Zubau von Erneuerbaren Energien ist jedoch möglich. Zusätzlich wird in der *Konventionellen-Welt* ④ eine verlängerte Laufzeit der Kernkraftwerke bis 2030 berücksichtigt. Dies umfasst alle Kernkraftwerke, die noch bis 2020 gemäß § 7 Abs. 1 AtG im Betrieb sind²³⁹ – zusammen haben diese eine Nettoerzeugungsleistung von 8,1 GW_{el}. Da eine abrupte Wende in der Energiepolitik als politisch nicht umsetzbar angesehen werden kann (z. B. Stopp des begonnenen Windkraftausbaus auf See), wird angenommen, dass in der *Konventionellen-Welt* ④ sowie in allen anderen Transformationspfaden mindestens der nach dem Szenariorahmen des NEP vorgesehene Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2020 umgesetzt wird.

Abweichend zu den geäußerten Präferenzen für Emissionsminderungen werden in den jeweils dargestellten Szenariowelten keine zusätzlichen Vorgaben bzw. Minderungsziele für lokale und globale Emissionen berücksichtigt. Stattdessen werden die Energietransformationspfade detailliert im Hinblick auf die Emissionsentwicklung untersucht und die geäußerten Präferenzen in den anschließenden Kapiteln als Bewertungsmaßstab herangezogen. Dieses Vorgehen wird gewählt, da davon ausgegangen wird, dass durch die Umsetzung der berücksichtigten energiepolitischen Maßnahmen, wie dem Braunkohleausstieg oder durch ambitionierte Ziele für den Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen, bereits maßgeblicher Einfluss auf die Emissionen genommen wird.

10.2 Ergebnisse der Szenariowelten

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse für die definierten Szenariowelten für Deutschland auf Grundlage des Basisdatensatzes präsentiert. Dabei liegt der Schwerpunkt der Analyse auf der Entwicklung in der *Referenz-Welt* ① sowie den abweichenden Entwicklungen in den anderen Szenariowelten im Zieljahr 2030. Nach einem Überblick über die Kapazitäten und Produktionsmengen werden die Szenariowelten im Folgenden hinsichtlich der Aspekte Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit sowie Wirtschaftlichkeit untersucht.

10.2.1 Kapazitäten und Produktionsmengen

Ausgangspunkt für die Beschreibung und die Analyse der Ergebnisse ist die Kapazität und die Erzeugung der Kraftwerke in den Szenariowelten. Diese sind für die *Referenz-*

²³⁹ Dies umfasst die Kernkraftwerke Grohnde, Gundremmingen C, Brokdorf, Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.

Welt ❶ in Abbildung 66 für alle Stichjahre und für die anderen Szenariowelten jeweils für das Jahr 2030 dargestellt.

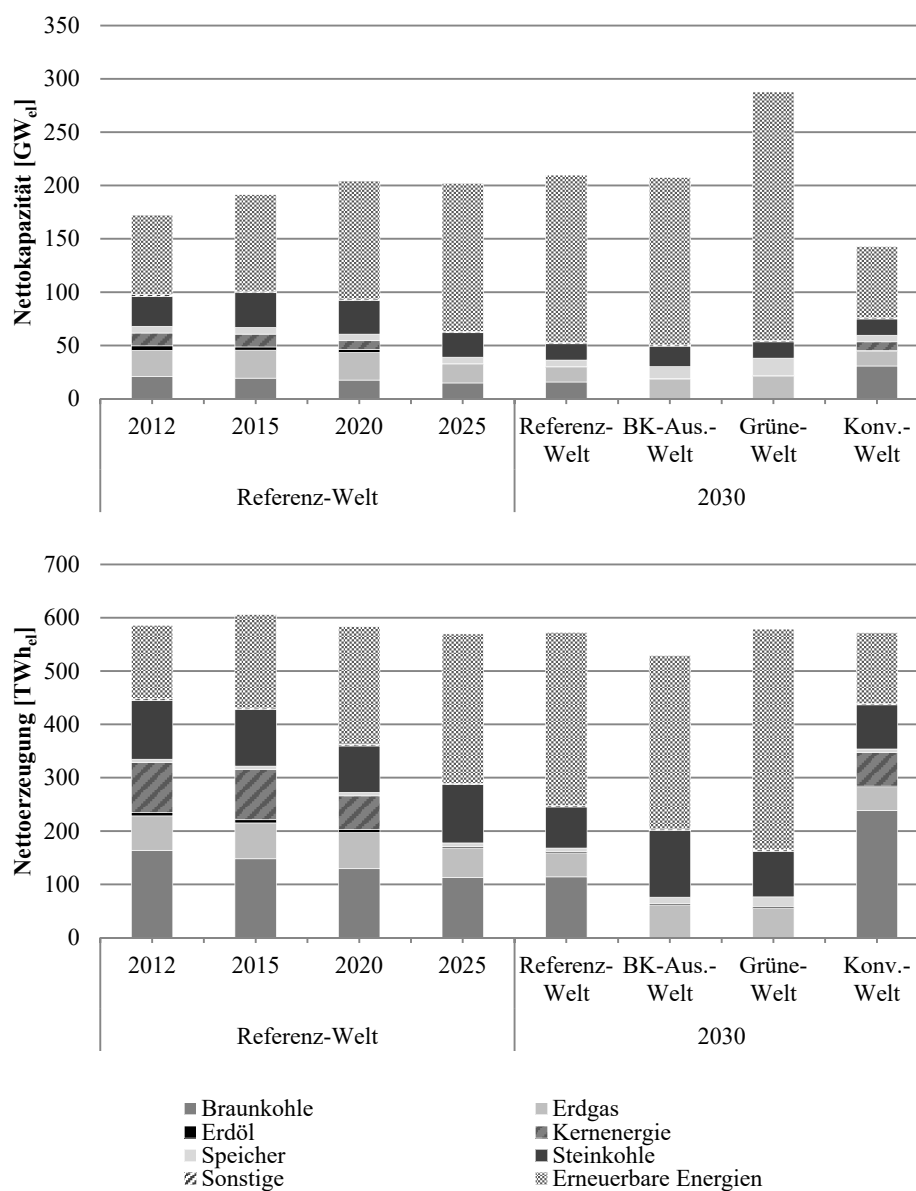


Abbildung 66: Entwicklung der Kapazität und der Erzeugung in Deutschland

Aus der Abbildung geht für die *Referenz-Welt* ❶ hervor, dass die Erzeugungskapazitäten der Erneuerbare-Energien-Anlagen von rd. 74,6 GW_{el} in 2012 auf rd. 157,0 GW_{el} bis 2030 verdoppelt werden. Der gleiche Anstieg findet annahmegemäß in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❷ (*BK-Aus.-Welt*) statt. Deutlich stärker ist dieser Anstieg in der *Grünen-*

Welt ③: Hier wird die Kapazität der Erneuerbare-Energien-Anlagen von 2012 bis 2030 auf rd. 233,1 GW_{el} mehr als verdreifacht. Lediglich in der *Konventionellen-Welt ④* (*Konv. Welt*) sinkt die Erzeugungskapazität der Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2030 auf rd. 66,9 GW_{el}, da in dieser Szenariowelt altersbedingt entfallende Anlagen nicht durch einen endogenen, kostenoptimalen Zubau von Erneuerbaren Energien kompensiert werden. Die Nettokapazität von konventionellen Kraftwerken²⁴⁰ steigt in allen Szenariowelten bis 2015 zunächst durch die Fertigstellung von Bauprojekten leicht von 97,7 auf 101,1 GW_{el} an. In den folgenden Jahren geht die Kapazität in der *Referenz-Welt ①* jedoch bis auf 52,8 GW_{el} in 2030 zurück. Verantwortlich für den Rückgang sind die Stilllegung von Kernkraftwerken sowie das altersbedingte Ausscheiden von Anlagen, die nicht ersetzt werden. Ein kostenoptimaler Kraftwerkszubau findet in der *Referenz-Welt ①* lediglich bei Braunkohlekraftwerken im Umfang von 1,4 GW_{el} statt. Trotz der zusätzlichen Stilllegung von Braunkohlekraftwerken mit einer Kapazität von rd. 14 GW_{el} im Rahmen der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt ②* bleibt die konventionelle Erzeugungskapazität in 2030 im Vergleich zur *Referenz-Welt ①* mit rd. 50,5 GW_{el} nahezu konstant. Dies wird durch einen endogenen Leistungszubau von Steinkohlekraftwerken (4,0 GW_{el}), flexiblen Gaskraftwerken (4,7 GW_{el}) und Batteriespeichern (4,7 GW_{el}) ermöglicht. In der *Grünen-Welt ③*, die ebenfalls die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken bis 2030 berücksichtigt, steigt die Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerkskapazitäten im Vergleich zur *Referenz-Welt ①* sogar auf rd. 54,6 GW_{el} leicht an, da ein endogener Zubau einerseits von flexiblen Gaskraftwerken im Umfang von 7,5 GW_{el} und andererseits von Batteriespeichern in Höhe von 10,0 GW_{el} stattfindet. Am höchsten ist die konventionelle Erzeugungskapazität in 2030 jedoch in der *Konventionellen-Welt ④*, da dort weiterhin Kernkraftwerke mit einer Leistung von rd. 8,1 GW_{el} am Netz sind und Braunkohlekraftwerke zwischen 2025 und 2030 mit einer Kapazität von 16,6 GW_{el} zugebaut werden.²⁴¹

Die Entwicklung der Kraftwerksleistung spiegelt sich auch in der jährlichen Erzeugung in den Szenariowelten wider. In der *Referenz-Welt ①* sowie in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt ②* steigt der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen gemessen am Nettostromverbrauch von 25% in 2012 auf 59% in 2030 an.²⁴² Entsprechend der Szenarioannahme steigt der Anteil Erneuerbarer Energien in der *Grünen-Welt ③* auf

²⁴⁰ Der Begriff „konventionelle Kraftwerke“ umfasst hier alle steuerbaren Kraftwerke, die nicht zu den Erneuerbaren Energien zählen, d. h. auch Kernkraftwerke, PSP und Batteriespeicher.

²⁴¹ Dies kann zum Teil die Genehmigung weiterer Tagebaue erforderlich machen. Grundsätzlich stellen die wirtschaftlich gewinnbaren Braunkohle-Ressourcen in Deutschland jedoch keine Restriktion dar, so haben diese eine statische Reichweite von über 200 Jahren (Schiffer et al. 2014).

²⁴² In Bezug zum Bruttostromverbrauch beträgt der Anteil Erneuerbarer Energien rd. 56%, somit wird das durch die Bundesregierung formulierte Ausbauziel erreicht (vgl. Abschnitt 2.1).

75% in 2030. Dagegen verringert sich der Anteil in der *Konventionellen-Welt* ④ in 2030 im Vergleich zu 2012 auf 24%.

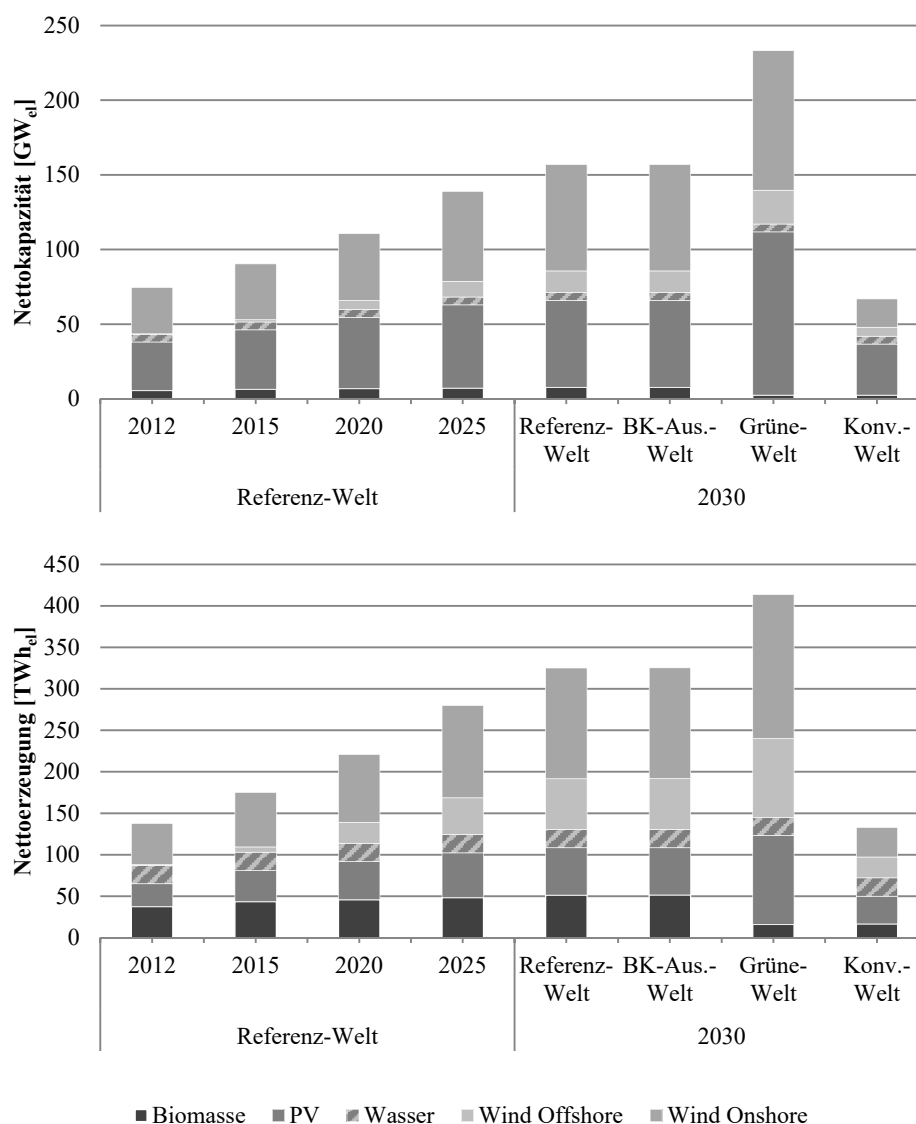


Abbildung 67: Entwicklung der Kapazitäten und der Erzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland

Die Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken geht in der *Referenz-Welt* ① bis 2030 stetig auf 247,5 TWh_{el} zurück. Trotz der nahezu gleichen bzw. höheren Kapazität von konventionellen Kraftwerken sinkt die konventionelle Stromerzeugung sowohl in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② (203,7 TWh_{el}) als auch in der *Grünen-Welt* ③ (164,8 TWh_{el}) im Vergleich zur *Referenz-Welt* ①. Zurückzuführen ist dies auf die

technoökonomischen Eigenschaften der installierten Kraftwerkskapazitäten: So werden die in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② und in der *Grünen-Welt* ③ neu installierten flexiblen Gaskraftwerke und Batteriespeicher²⁴³ mit weniger Jahresbenutzungsstunden als die entfallenden Braunkohlekraftwerke eingesetzt.

Deutlich höher ist die konventionelle Stromerzeugung in 2030 dagegen in der *Konventionellen-Welt* ④: Mit rd. 438,9 TWh_{el} ist diese um nur rd. 9,3 TWh_{el} geringer als 2012. Den größten Anteil an der Stromerzeugung haben in der *Konventionellen-Welt* ④ Braunkohlekraftwerke mit 42% bzw. rd. 238,6 TWh_{el}. In der *Referenz-Welt* ① nehmen Braunkohlekraftwerke mit 20% der Stromerzeugung bzw. rd. 114,1 TWh_{el} eine wesentlich geringere Rolle ein, stellen aber immer noch die bedeutendste konventionelle Stromerzeugungstechnologie dar. In den anderen Szenariowelten liegt der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung durch den annahmegemäßen Ausstieg bei 0%.

In den Szenariowelten werden Erneuerbare Energien bisher lediglich aggregiert betrachtet. In Abbildung 67 sind die Kapazitäten und Erzeugungsmengen von Erneuerbaren Energien technologiespezifisch aufgeschlüsselt. Demnach haben in 2030 in der *Referenz-Welt* ① und in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ②, in welcher der Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen jeweils technologiespezifisch exogen vorgegeben ist, Wind-Onshore-Anlagen mit rd. 71,3 GW_{el} die größte Erzeugungskapazität. In der *Grünen-Welt* ③ ist der Zubau nicht technologiespezifisch, sondern als technologieübergreifendes Ausbauziel vorgegeben. Dies führt dazu, dass PV-Anlagen mit rd. 109,3 GW_{el} den größten Kapazitätsanteil bilden. Dass die Kapazität von PV-Anlagen die der Wind-Onshore-Anlagen in der *Grünen-Welt* ③ übersteigt, ist jedoch nicht auf einen ökonomischen Vorteil von PV-Anlagen zurückzuführen, sondern insbesondere auf die technischen Zubaurestriktionen, die im Modell implementiert sind (vgl. Abschnitt 7.4.3.3). So wird die Maximalkapazität von Wind-Onshore-Anlagen in den Stichjahren von 2020 bis 2030 erreicht. Auffallend ist zudem, dass in der *Grünen-Welt* ③ kein endogener Zubau von Biomasseanlagen stattfindet. In der Folge sind die Kapazitäten von Biomasseanlagen mit rd. 2,5 GW_{el} in der *Grünen-Welt* ③ genauso hoch wie in der *Konventionellen-Welt* ④, in der zwar ein endogener Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen möglich ist, jedoch in keinem der Stichjahre stattfindet, da der Zubau im Rahmen des systemischen Kostenminimierungskalküls keinen ökonomischen Vorteil erbringt.

²⁴³ Bei Batteriespeichern ist dies bereits auf die technischen Eigenschaften zurückzuführen, die zusätzlich durch die Einspeicherleistung und das Speichervolumen beschränkt sind.

10.2.2 Versorgungssicherheit

Mit Hinblick auf eine kurzfristig sowie langfristig sichere Stromversorgung werden im Folgenden insgesamt drei Aspekte in den Szenariowelten näher untersucht: Der Strom- austausch mit den benachbarten Ländern, der Verbrauch und der Import von Energie- rohstoffen sowie die Entwicklung der steuerbaren Leistung.

10.2.2.1 Stromaustausch mit benachbarten Ländern

Um die Entwicklung des Stromhandels in den Szenariowelten zu betrachten, werden zunächst die Nettostromimporte in Deutschland bis 2030 untersucht. Aus Abbildung 68 geht hervor, dass der deutsche Stromexportsaldo (negative Nettostromimporte) in 2015 zunächst auf 45,8 TWh_{el} steigt und anschließend in allen Szenariowelten bis 2030 zurückgeht.

Der größte positive Exportsaldo im Zieljahr 2030 tritt in der *Referenz-Welt ❶* mit rd. 8,4 TWh_{el} auf. Zu einem negativen Exportsaldo kommt es lediglich in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt ❷* in einem Umfang von rd. 33,9 TWh_{el} in 2030, was direkt auf den Braunkohleausstieg zurückzuführen ist. So zeigt die Veränderung des Importsaldos um rd. 42,3 TWh_{el} im Vergleich zur *Referenz-Welt ❶*, dass die entfallende Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken (114,1 TWh_{el}) zu einem Großteil durch Stromimporte kompensiert wird bzw. zu einer Einschränkung des Stromexports führt.

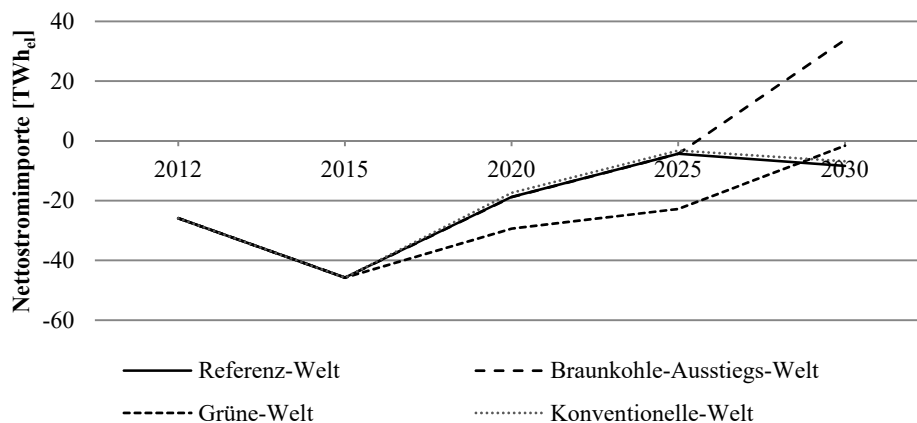


Abbildung 68: Entwicklung der Nettostromimporte

Dass ein Rückgang des Exportsaldos nicht zwingend auf eine Reduktion der Exporte bzw. des Handelsvolumens zurückzuführen ist, geht aus Abbildung 69 für die *Referenz-Welt ❶* hervor, welche die Entwicklung der jährlichen Importe und Exporte detailliert darstellt. Demnach nehmen sowohl Importe als auch Exporte bis 2030 deutlich zu. Allerdings steigen die Exporte (24,1 TWh_{el}) in einem geringeren Umfang als die Importe

(41,6 TWh_{el}), was so zu einer Verringerung des Exportsaldos führt. Eine vergleichbare Entwicklung des Stromhandels lässt sich auch in den anderen Szenariowelten feststellen – mit Ausnahme der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2*, hier sinken 2030 die Stromexporte im Vergleich zu 2012 sogar leicht um 1,1 TWh_{el} auf 56,9 TWh_{el}.

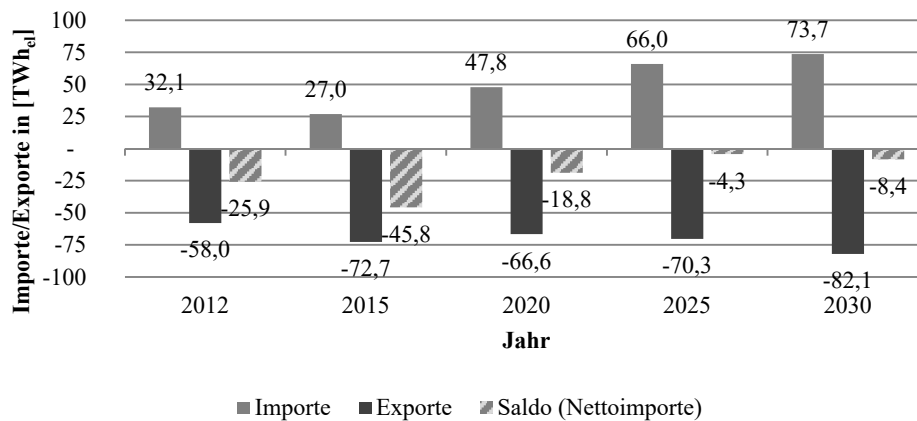


Abbildung 69: Entwicklung der Stromimporte und -exporte in der Referenz-Welt 1

Die Zunahme des Stromhandels bis 2030 in den Szenariowelten wird durch zwei Effekte getrieben: Einerseits durch die Zunahme der Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen und andererseits durch die europäische Integration der Strommärkte in Form von impliziten Auktionen, was im Modellansatz durch abnehmende Aufwendungen für den transnationalen Stromtransport berücksichtigt wird (Abschnitt 7.4.6).

10.2.2.2 Verbrauch und Import von Energierohstoffen

Für die Analyse des Rohstoffverbrauchs wird in Abbildung 70 zunächst der auf die Stromerzeugung zurückzuführende Primärrohstoffbedarf von 2030 mit dem Basisjahr 2012 verglichen. In allen Szenariowelten kann ein Rückgang des Rohstoffbedarfs beobachtet werden. Besonders deutlich ist der Rückgang in der *Grünen-Welt 3*, der Rohstoffbedarf reduziert sich dort in Bezug zum thermischen Energiegehalt um 73% auf rd. 300,6 TWh_{th}. Der größte Rohstoffbedarf besteht mit 1.018,2 TWh_{th} in der *Konventionellen-Welt 4*, allerdings ist dort mehr als 50% des thermischen Rohstoffbedarfs auf die im Inland verfügbare Braunkohle zurückzuführen, weshalb im nächsten Schritt der Importbedarf genauer betrachtet wird.

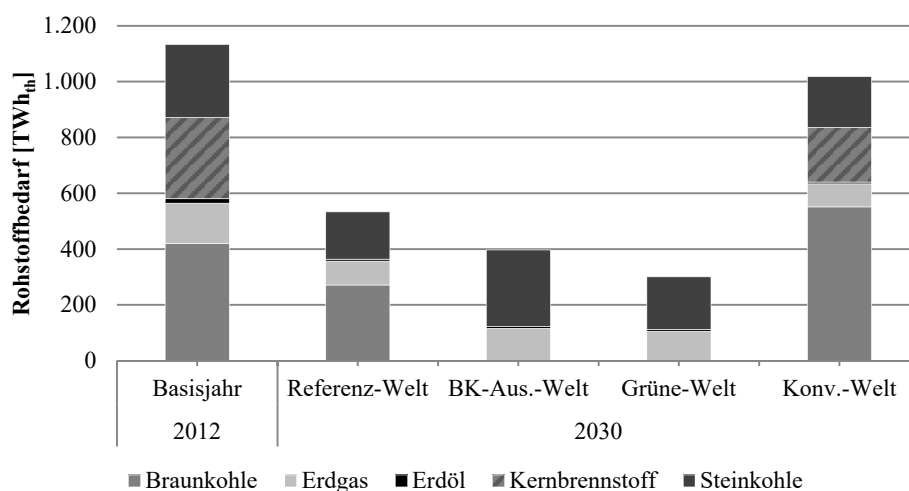


Abbildung 70: Rohstoffverbrauch im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030

Aus Abbildung 71 kann die Entwicklung des Importbedarfs für die beiden wichtigsten Importrohstoffe Erdgas und Steinkohle für die einzelnen Stichjahre entnommen werden. Hinsichtlich Erdgas fällt zunächst der nahezu parallele Rohstoffbedarf bis 2025 in allen Szenariowelten auf, welcher erst in 2030 in größerem Umfang voneinander abweicht.

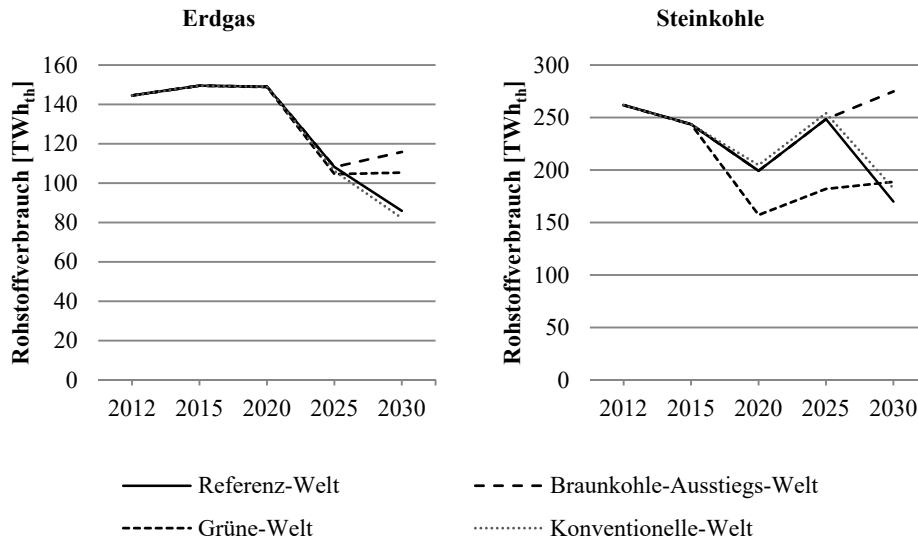


Abbildung 71: Entwicklung des Rohstoffbedarfs von Erdgas und Steinkohle

In 2030 besteht der höchste Erdgasbedarf mit rd. 115,4 TWh_{th} in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ②, gefolgt von der *Grünen-Welt* ③ mit 105,4 TWh_{th}, in welcher Erneuerbare Energien mit Unterstützung von zusätzlichen Speicherkapazitäten den

Rohstoffbedarf reduzieren können. Am niedrigsten fällt der Erdgasbedarf in 2030 in der *Konventionellen-Welt* ④ mit rd. 82,2 TWh_{th} aus, in der an dessen Stelle Braunkohle sowie der Kernbrennstoff Uran eine bedeutende Rolle einnehmen. Abweichungen im Rohstoffbedarf werden noch deutlicher bei der Betrachtung der Steinkohle. So ist der Verbrauch des Primärenergieträgers Steinkohle mit rd. 274,9 TWh_{th} in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② um mehr als 100 TWh_{th} höher als in der *Referenz-Welt* ①, in welcher der Steinkohlebedarf auf 170,0 TWh_{th} zurückgeht.

Die Entwicklung bei den Importrohstoffen führt auch dazu, dass die Rohstoffimportkosten in 2030 in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② am höchsten und in der *Referenz-Welt* ① am niedrigsten ausfallen. Dies geht aus der Tabelle 45 hervor, welche die Rohstoffimportkosten für die einzelnen Stichjahre unter Berücksichtigung der Importanteile der Rohstoffe ausweist (vgl. Abschnitt 7.4.10.3). Aus der Tabelle wird zudem deutlich, dass die Rohstoffimportkosten im Vergleich zum Basisjahr in allen Szenarien sinken. Dies ist neben dem Rückgang des spezifischen Rohstoffbedarfs auch auf eine günstige Rohstoffpreisentwicklung zurückzuführen (vgl. Abschnitt 7.4.4).

Tabelle 45: Entwicklung der Rohstoffimportkosten

Szenariowelt [Mrd. € ₂₀₁₂]	2012	2015	2020	2025	2030
① Referenz-Welt			5,81	4,82	3,71
② Braunkohle-Ausstiegs-Welt	7,56	5,95	5,81	4,82	5,38
③ Grüne-Welt			5,39	4,08	4,31
④ Konventionelle-Welt			5,86	5,33	4,26

10.2.2.3 Steuerbare Leistung

Die Reaktionsfähigkeit sowie die Abhängigkeit von fluktuierenden bzw. ausländischen Erzeugungsanlagen werden anhand des Anteils der steuerbaren Leistung in Bezug zur hinterlegten Jahreshöchstlast in Deutschland (86,0 GW_{el}) untersucht. Die steuerbare Leistung ergibt sich direkt aus der Stromerzeugungskapazität und ist für die vier Szenariowelten in Abbildung 72 dargestellt.²⁴⁴ Die Entwicklung des steuerbaren Leistungsanteils verläuft mit Ausnahme der *Konventionellen-Welt* ④ nahezu parallel in allen Szenariowelten und sinkt in 2030 auf einen Anteil zwischen 71% und 75%. Das bedeutet, dass in den drei Szenariowelten zu Spitzenlastzeiten mindestens ein Viertel der Last durch Erneuerbare-Energien-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung bzw. aus Stromerzeugungskapazitäten aus dem Ausland gedeckt wird. Inwiefern das als problematisch erachtet wird, ist dabei eher als politische und gesellschaftliche Frage zu

²⁴⁴ Neben den steuerbaren Stromerzeugungskapazitäten werden auch abschaltbare Lasten zur Nachfragereduktion in der Analyse als *steuerbare Leistung* berücksichtigt.

sehen, da die Last im Modellansatz auch unter Beachtung von Reserveanforderungen gedeckt werden kann.²⁴⁵ Deutlich höher ist der Anteil an steuerbarer Leistung mit rd. 96% lediglich in der *Konventionellen-Welt 4*, da dort auch in 2030 Kernkraftwerke weiterbetrieben und Braunkohlekraftwerke in größerem Umfang zugebaut werden. Somit kann die inländische Last in der *Konventionellen-Welt 4* nahezu zu allen Zeitpunkten durch inländische, flexibel steuerbare Kraftwerke gedeckt werden.

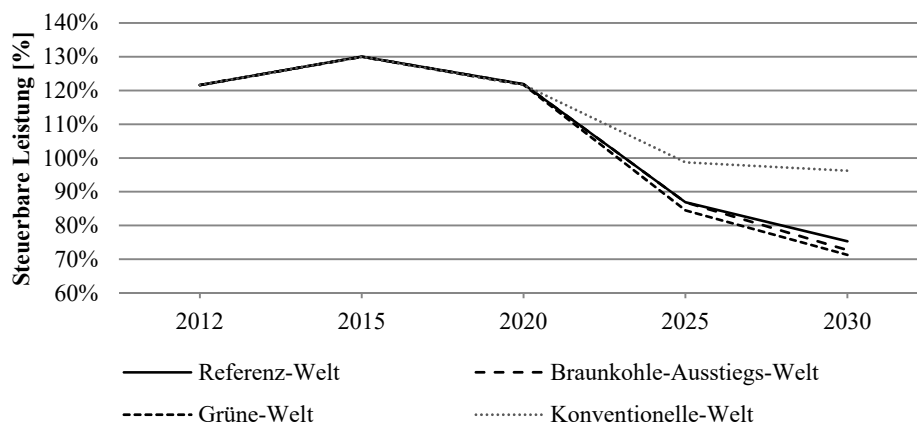


Abbildung 72: Entwicklung des Anteils der steuerbaren Leistung an der Jahreshöchstlast

10.2.3 Umweltverträglichkeit

In Bezug auf die Umweltverträglichkeit werden die Szenariowelten im Folgenden hinsichtlich der Emissionsentwicklung und der Flächennutzung analysiert.

10.2.3.1 Emissionen

Untersucht werden im Hinblick auf Emissionen zum einen der global wirkende Ausstoß von CO₂ und zum anderen die lokal wirkenden Luftschadstoffe SO₂ und NO_x. Tabelle 46 fasst dazu die Ergebnisse der Szenariorechnungen für das Basisjahr 2012 und das Jahr 2030 zusammen. Demnach ist in 2030 bereits in der *Referenz-Welt 1* eine deutliche Reduktion von CO₂-Emissionen um 36% im Vergleich zu 2012 zu erkennen. In Kombination mit dem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung kann in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* sogar eine Reduktion der deutschen CO₂-Emissionen von 60% erreicht werden. Die höchste Reduktion für alle Emissionsarten findet in der *Grünen-Welt 3* statt: Hier sinken die CO₂-Emissionen um 70% im Vergleich zu 2012. Nur in der *Konventionellen-Welt 4* kann ein Anstieg der CO₂-Emissionen festgestellt werden, diese

²⁴⁵ Dabei wird vorausgesetzt, dass keine Versorgungsengpässe aufgrund der Netztopologie entstehen.

steigen bis 2030 leicht um 4% im Vergleich zu 2012 an. Für die lokal wirkenden Luftschadstoffe SO₂ und NO_x zeigt sich ein analoges Bild in den Szenariowelten. Abweichend kann jedoch auch in der *Konventionellen-Welt* ④ eine Reduktion der lokal wirkenden Emissionen erreicht werden, was unter anderem auf die geringere Nutzung der Stromproduktion aus Biomasse zurückzuführen ist, welche zwar treibhausgasneutral ist, aber auch lokal wirkende Schadstoffe emittiert.

Tabelle 46: Direkte Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030

Emissionsart		2012	2030			
		Basisjahr	① Referenz- Welt	② BK-Aus.- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv.- Welt
CO ₂	[Mio. t.]	298	190	119	88	310
CO ₂ (abzgl. Handel)	[Mio. t.]	279	171	119	88	270
SO ₂	[kt]	158	97	57	38	137
NO _x	[kt]	295	180	128	94	205

Zusätzlich werden die Auswirkungen des Stromhandels auf die global wirkenden CO₂-Emissionen analysiert. Konkret wird betrachtet, ob ein *Carbon-Leakage*-Effekt auftritt,²⁴⁶ also eine Verlagerung von CO₂-Emissionen in das Ausland. Hierfür werden die um den Stromhandel bereinigten CO₂-Emissionen des Stromverbrauchs berechnet: Dazu wird die deutsche CO₂-Bilanz um die für den Stromexport anfallenden stunden-genauen CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks reduziert und entsprechend bei Stromimporten um die in den jeweiligen Nachbarländern anfallenden CO₂-Emissionen erhöht. Im Ergebnis sind die um den Stromhandel bereinigten CO₂-Emissionen in den Szenariowelten in der Regel niedriger (siehe Tabelle 46). Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass einerseits ein Großteil der deutschen Stromimporte aus Ländern mit einer vergleichsweise emissionsarmen Stromerzeugung stammt, wie Dänemark, Frankreich, Österreich, Schweden oder der Schweiz, und andererseits auf eine weitgehend positive deutsche Stromhandelsbilanz (Nettostromexporte). Insgesamt bedeutet dies, dass die deutsche CO₂-Bilanz bei Berücksichtigung der Emissionswirkung des Stromhandels eher verringert wird.

²⁴⁶ Unter „*Carbon-Leakage*-Effekt“ wird konkret die Verlagerung von CO₂-Emission aufgrund einseitiger nationaler Klimaschutzmaßnahmen verstanden (siehe hierzu Barker et al. 2007).

10.2.3.2 Flächennutzung

Im nächsten Schritt wird die inländische Flächennutzung der Stromproduktion betrachtet. Diese lässt sich zum einen auf die Infrastruktur der Stromerzeugungsanlagen zurückführen und zum anderen auf die Bereitstellung von Rohstoffen (hier Biomasse und Braunkohle). Die jeweilige Flächennutzung in 2030 ist absolut sowie im Verhältnis zur Gesamtfläche der Bundesrepublik Deutschland in Tabelle 47 dargestellt. Die größte Gesamtflächennutzung (3,2% der Fläche Deutschlands) findet demnach in der *Referenz-Welt* ❶ statt. Dies ist allerdings insbesondere auf die Flächennutzung in der Landwirtschaft durch den Anbau von Biomasse zurückzuführen. Wird die Biomasseproduktion in den Szenariowelten verringert, wie in der *Grünen-Welt* ❸ und der *Konventionellen-Welt* ❹, wird auch die Gesamtflächennutzung deutlich reduziert.

Tabelle 47: Flächennutzung im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030

Bereich [km² (% Fläche BRD)]	2012	2030			
	Basisjahr	❶ Referenz- Welt	❷ BK-Aus.- Welt	❸ Grüne- Welt	❹ Konv.- Welt
Anlagen	350 (0,1%)	541 (0,2%)	551 (0,2%)	957 (0,3%)	290 (0,1%)
Braunkohletagebau	527 (0,1%)	367 (0,1%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	768 (0,2%)
Landwirtschaftlicher Biomasseanbau	8.845 (2,5%)	10.695 (3,0%)	10.732 (3,0%)	3.332 (0,9%)	3.451 (1%)
Gesamt	9.722 (2,7%)	11.603 (3,2%)	11.283 (3,2%)	4.289 (1,2%)	4.510 (1,3%)

Falls die landwirtschaftliche Flächennutzung bei der Analyse nicht berücksichtigt wird, findet die größte Flächennutzung mit rd. 1.058 km² in der *Konventionellen-Welt* ❹ statt, hier führt insbesondere der höhere Bedarf an Braunkohle zu einem zusätzlichen Bedarf an Tagebaufläche. Nur unwesentlich geringer ist jedoch mit 957 km² die Flächennutzung in der *Grünen-Welt* ❸ (ohne Berücksichtigung des landwirtschaftlichen Flächenbedarfs), in der insbesondere der hohe Anteil von dezentralen Anlagen zum Flächenverbrauch beiträgt.

10.2.4 Wirtschaftlichkeit

In diesem Abschnitt werden die Szenariowelten im Hinblick auf (volks-)wirtschaftliche Aspekte untersucht. Hierfür werden nachfolgend die Beschäftigung, die Systemkosten sowie die Großhandels- und Endverbraucherpreise betrachtet.

10.2.4.1 Beschäftigung

Die Analyse der Beschäftigungsauswirkungen beschränkt sich auf direkte Beschäftigungseffekte im Elektrizitätssektor. Konkret wird die Entwicklung der Beschäftigten analysiert, welche im Anlagenbetrieb (bzw. der Wartung), bei der Rohstoffbereitstellung sowie in der Anlageninstallation in Deutschland tätig sind.²⁴⁷

Die ermittelten Beschäftigungszahlen in 2030 sind für die einzelnen Bereiche in Tabelle 48 dargestellt. Auffallend ist, dass die Beschäftigung im Basisjahr höher ausfällt als für alle Szenariowelten im Zieljahr. Dies ist einerseits auf relativ hohe Beschäftigungszahlen in der Rohstoffbereitstellung zurückzuführen – so sind beispielsweise im Basisjahr noch 12 Tsd. Personen in der Steinkohleförderung beschäftigt, welche nach 2018 vollständig in Deutschland entfällt. Andererseits kann die hohe Beschäftigung auf die hohe Anlageninstallation in 2012 insbesondere von PV-Anlagen (5,3 GW_{el}) zurückgeführt werden, welche als dezentrale Technologie besonders personenintensiv in der Installation ist.

Tabelle 48: Beschäftigung im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030

Bereich [Tsd. Beschäftigte]	2012	2030			
	Basis- jahr	① Referenz- Welt	② BK-Aus.- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv.- Welt
Anlagenbetrieb	73	83	80	85	47
Rohstoffbereitstellung	63	61	53	17	34
Anlageninstallation	76	43	55	72	27
Gesamt	212	187	188	174	109

Die niedrigste Beschäftigung wird im Zieljahr mit insgesamt rd. 109 Tsd. Beschäftigten in der *Konventionellen-Welt* ④ erreicht, welche insbesondere im Anlagenbetrieb vergleichsweise niedrige Beschäftigungszahlen aufweist. Dies ist auf den hohen Einsatz von konventionellen Erzeugungsanlagen zurückzuführen, die eher zentral installiert sind und daher weniger Personen für Wartung und Betrieb benötigen. Die höchste Beschäftigung in 2030 wird in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② ermittelt, obwohl hier im Vergleich zur *Referenz-Welt* ① rd. acht Tsd. Arbeitsplätze im Braunkohletagebau verloren gehen. Dies wird im Betrachtungsjahr jedoch durch die Beschäftigung aufgrund eines höheren Anlagenzubaus von konventionellen Kraftwerken und Speichern überkompensiert.

²⁴⁷ Andere Beschäftigungsauswirkungen, z. B. konsuminduzierte Effekte, werden nicht näher untersucht (vgl. Abschnitt 7.4.10).

10.2.4.2 Systemkosten

Die Systemkosten der Elektrizitätsversorgung in Deutschland werden nach Kosten für konventionelle Anlagen (inkl. jährlicher fixer Kosten und Annuitätszahlungen²⁴⁸), für Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie für den Stromhandel (Ausgaben für Importe abzgl. Einnahmen von Exporten) betrachtet. Nicht berücksichtigt sind Ausgaben für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität. Die Entwicklung der Ausgaben ist für die Szenariowelten bis 2030 in Abbildung 73 dargestellt. Hieraus geht für die *Referenz-Welt* **1** hervor, dass die Systemausgaben von rd. 41,6 Mrd. €₂₀₁₂ in 2012 zunächst auf rd. 46,1 Mrd. €₂₀₁₂ in 2020 steigen, anschließend jedoch auf rd. 34,9 Mrd. €₂₀₁₂ bis 2030 zurückgehen. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass trotz einer höheren Erzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen als 2012 nur unwesentlich höhere Ausgaben durch diese in 2030 verursacht werden. Ermöglicht wird dies dadurch, dass in 2030 bereits viele alte EEG-Anlagen mit überdurchschnittlich hohen Vergütungssätzen die Förderperiode von 20 Jahren überschritten haben und aus dem Markt gehen, während neue EEG-Anlagen wesentlich kostengünstiger Strom produzieren. Gleichzeitig sinkt durch die höhere Produktion von Erneuerbare-Energien-Anlagen der Bedarf an konventioneller Stromproduktion, wodurch die Aufwendungen in diesem Bereich von rd. 21,3 Mrd. €₂₀₁₂ in 2012 auf rd. 13,0 Mrd. €₂₀₁₂ in 2030 fallen. Lediglich die Ausgaben für den Stromhandel steigen bis 2030 in der *Referenz-Welt* **1** auf rd. 0,6 Mrd. €₂₀₁₂.

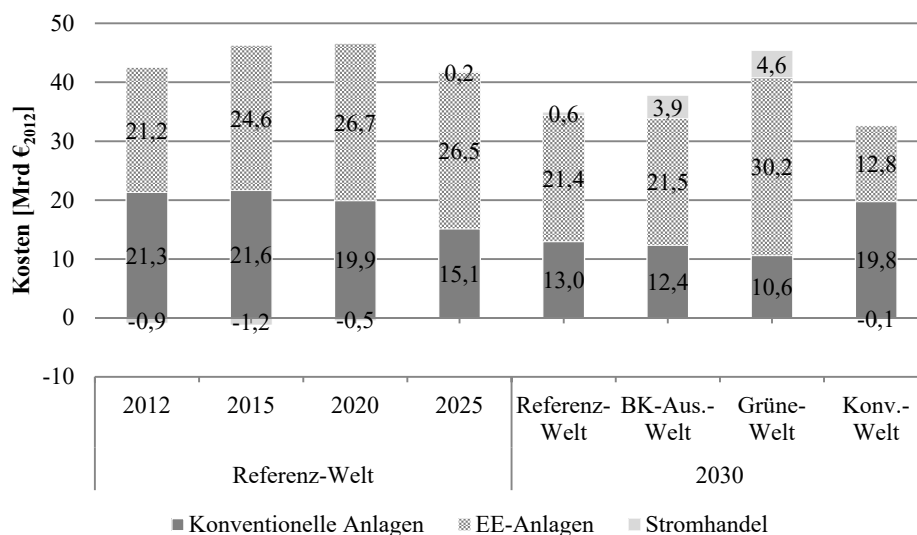


Abbildung 73: Entwicklung der Systemkosten

²⁴⁸ Annuitätszahlungen werden sowohl für Neu- als auch für Altanlagen berücksichtigt.

In der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* steigen die Systemkosten in 2030 im Vergleich zur *Referenz-Welt 1* um rd. 2,8 Mrd. €₂₀₁₂ an. So sinken zwar in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* die Ausgaben für konventionelle Kraftwerke, allerdings steigen auf der anderen Seite die Ausgaben für den Stromhandel auf rd. 3,9 Mrd. €₂₀₁₂. Am höchsten sind die Systemkosten in der *Grünen-Welt 3*. Diese machen in 2020 rd. 48,2 Mrd. €₂₀₁₂ aus und sinken bis 2030 auf rd. 45,3 Mrd. €₂₀₁₂. Verantwortlich sind hier insbesondere die Ausgaben für Erneuerbare-Energien-Anlagen, welche sich nach 2020 jeweils auf über 30 Mrd. €₂₀₁₂ summieren. Zusätzlich steigen die Nettoausgaben für den Stromhandel auf rd. 4,6 Mrd. €₂₀₁₂, obwohl sich ein positiver Exportsaldo ergibt. Jedoch wird in der *Grünen-Welt 3* häufig in Stunden mit niedrigen Strompreisen exportiert (durchschnittlicher Großhandelspreis: 9,8 €₂₀₁₂/MWh_{el}), dann also, wenn die Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbare-Energien-Anlagen im Vergleich zur inländischen Nachfrage besonders hoch ist, und in Stunden mit hohen Preisen importiert (durchschnittlicher Großhandelspreis: 64,1 €₂₀₁₂/MWh_{el}), wenn Erneuerbare-Energien-Anlagen die Nachfrage nicht decken können. Die geringsten Systemkosten fallen in der *Konventionellen-Welt 4* an. In 2030 liegen diese bei rd. 32,4 Mrd. €₂₀₁₂ und sind 7% niedriger als in der *Referenz-Welt 1*. Hier sind zwar die Kosten für konventionelle Stromerzeugungsanlagen mit rd. 19,8 Mrd. €₂₀₁₂ am höchsten, jedoch sind die Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit rd. 12,8 Mrd. €₂₀₁₂ deutlich geringer als in den anderen Szenariowelten. Zudem ergeben sich in 2030 lediglich in der *Konventionellen-Welt 4* Nettoerträge aus dem Stromhandel, wenn auch nur in einem vergleichsweise geringem Umfang (von rd. 0,1 Mrd. €₂₀₁₂).

10.2.4.3 Strompreise

Abschließend werden die Strompreise sowohl am Großhandelsmarkt als auch für Endkunden in den Szenariowelten betrachtet. Tabelle 49 zeigt die Endkundenstrompreise in 2030 sowie deren Kostenbestandteile. Hierbei fällt auf, dass der Großhandelspreis sowie die EEG-Umlage in den einzelnen Szenariowelten stark variieren. Am niedrigsten ist der durchschnittliche Großhandelspreis in 2030 mit 37,0 €₂₀₁₂/MWh_{el} in der *Referenz-Welt 1*.²⁴⁹ Bei der vorzeitigen Stilllegung von Braunkohlekraftwerken (*Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2*) steigt der Großhandelspreis um 35% auf rd. 49,9 €₂₀₁₂/MWh_{el} an, was den höchsten Wert in den betrachteten Szenariowelten darstellt. Diese Preissteigerung ist insbesondere auf die vergleichsweise niedrigen Grenzkosten der Erzeugung von Braunkohlekraftwerken zurückzuführen. So bewirkt der Wegfall der Kapazitäten eine

²⁴⁹ Der prognostizierte Großhandelspreis liegt in der Energiereferenzprognose (BMWi 2014b) deutlich über dem hier ermittelten Wert, was jedoch auf die zu dem Zeitpunkt der Erstellung der Prognose angenommene Rohstoffpreissteigerung zurückgeführt werden kann.

Verschiebung der Merit-Order-Kurve, welche sich umgekehrt zum Merit-Order-Effekt der Erneuerbare-Energien-Anlagen verhält (vgl. Abschnitt 6.2.3). Der Wegfall der Braunkohlekraftwerke in der *Grünen-Welt* ③ ist auch dafür verantwortlich, dass der Großhandelspreis bei einem verstärkten Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Vergleich zu 2012 nicht noch deutlicher sinkt.²⁵⁰ In der *Konventionellen-Welt* ④ treffen zwei Effekte aufeinander: Zum einen ist die Kapazität konventioneller Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten am höchsten, zum anderen ist der Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen deutlich reduziert im Vergleich zu den anderen Szenariowelten. Im Ergebnis liegt hier der durchschnittliche Großhandelspreis mit 37,6 €₂₀₁₂/MWh_{el} noch leicht über dem in der *Referenz-Welt* ①, aber jeweils unter dem Großhandelspreis in den Szenariowelten mit Braunkohleausstieg.

Tabelle 49: Endkundenpreise im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030

Bestandteile [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	2012	2030			
	Basis-jahr	① Referenz-Welt	② BK-Aus.-Welt	③ Grüne-Welt	④ Konv.-Welt
Großhandelspreis	41,7	37,0	49,9	40,2	37,6
EEG-Umlage	35,9	40,0	33,7	62,0	24,6
Sonstige (Haushalt)	140,4	137,7	137,7	137,7	137,7
Sonstige (Industrie)	25,3	29,4	29,4	29,4	29,4
Anpassung Netzentgelt	0,0	1,1	1,1	6,3	-4,8
Haushaltskundenpreis (brutto)	260,5	257,8	266,0	293,9	233,2
Industriekundenpreis (brutto)	123,6	128,9	137,1	165,0	104,3

Signifikante Abweichungen hinsichtlich der Szenariowelten treten auch in Bezug auf die EEG-Umlage auf. In der *Referenz-Welt* ① steigt diese im Vergleich zum Niveau von 2012 um 11% auf rd. 40,0 €₂₀₁₂/MWh_{el}. Anders in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ②, hier sinkt die EEG-Umlage bei gleicher Anlagenkapazität von Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund eines hohen Großhandelspreises deutlich, da dieser eine Reduktion der umzulegenden EEG-Differenzkosten bewirkt. Somit können die höheren Großhandelspreise in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② zumindest teilweise für die Endkunden kompensiert werden. Erwartungsgemäß sind die EEG-Umlagekosten in der *Grünen-Welt* ③ am höchsten und in der *Konventionellen-Welt* ④ am niedrigsten, was sich bereits an den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Systemkosten für Erneuerbare-Energien-Anlagen abzeichnete.

²⁵⁰ Bei einer alternativen Konfiguration der *Grünen-Welt* ③ ohne exogen vorgegebene Reduktion der Kapazitäten in Braunkohlekraftwerken stellt sich ein Großhandelspreis von 25,74 €₂₀₁₂/MWh_{el} ein.

Einen zusätzlichen Einblick in die jährliche Entwicklung des Großhandelspreises und der EEG-Umlage gibt Abbildung 74. Für den Großhandelspreis zeigt sich in 2015 zunächst ein deutlicher Rückgang auf rd. 28,4 €₂₀₁₂/MWh_{el}, welcher neben dem Ausbau von Erneuerbaren Energien auf gesunkene Rohstoffpreisnotierungen zurückzuführen ist.²⁵¹ Der Merit-Order-Effekt (von Erneuerbaren Energien) wird insbesondere anhand der niedrigen Großhandelspreise in 2020 und 2025 in der *Grünen-Welt* ③ deutlich, welcher erst durch den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung in 2030 verringert wird. Hinsichtlich der EEG-Umlage zeigt sich in Abbildung 74 ein nahezu umgekehrter Verlauf zum Großhandelspreis. So steigt die EEG-Umlage in 2015 zunächst auf rd. 57,3 €₂₀₁₂/MWh_{el}.²⁵² Das höchste Preisniveau erreicht die EEG-Umlage jedoch erst in 2025 in der *Grünen-Welt* ③ mit einer Höhe von 74,1 €₂₀₁₂/MWh_{el}. Durch das Entfallen von Altanlagen aus der EEG-Vergütung sowie durch steigende Großhandelspreise sinkt das Umlageniveau jedoch in 2030 in allen Szenariowelten.

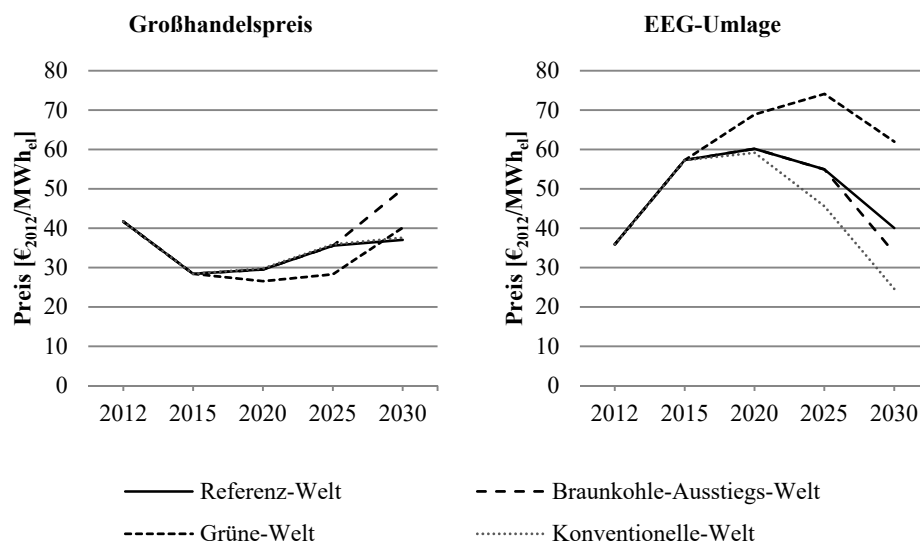


Abbildung 74: Entwicklung des Großhandelspreises und der EEG-Umlage

Die Entwicklung des Großhandelspreises sowie der EEG-Umlage ist die Grundlage für die Berechnung der Endkundenpreise, welche ebenfalls in Tabelle 49 dargestellt sind. Einerseits werden dabei die Endkundenpreise für Haushaltskunden und andererseits für Industriekunden ohne EEG-Umlagebefreiung betrachtet. Abbildung 75 veranschaulicht

²⁵¹ Der Vergleich der Modellpreise (31,2 €₂₀₁₂/MWh_{el}) und der realen Großhandelspreise (30,7 €₂₀₁₂/MWh_{el}) an der EPEX im ersten Quartal 2015 ist neben der Modellvalidierung in Abschnitt 7.6 ein gutes Indiz für die Funktionsfähigkeit von *ELTRAMOD-INVEST*.

²⁵² Zum Vergleich: Die tatsächlich erhobene EEG-Umlage beträgt rd. 59,0 €₂₀₁₂/MWh_{el} (50Hertz et al. 2014e).

die Preisentwicklung der beiden Kundengruppen in Relation zum Basisjahr 2012. Für Haushaltskunden geht hieraus hervor, dass der Strompreis in der *Referenz-Welt* ❶ maximal um 5% in 2025 über das Niveau von 2012 steigt und in 2030 sogar 1% unter dem Preis von 2012 liegt. In der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❷ steigt das Preisniveau in 2030 hingegen leicht um 2% im Vergleich zu 2012 an. Im Vergleich zur *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❷ bedeutet dies einen Unterschied von rd. 8,2 €₂₀₁₂/MWh_{el}. Für einen Haushaltskunden mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 3,1 MWh_{el} im Jahr sind das entsprechende jährliche Mehrkosten von rd. 25,4 €₂₀₁₂ (vgl. Tabelle 50). Der gewählte Transformationspfad in der *Grünen-Welt* ❸ führt in 2030 zu einer Steigerung des Haushaltspreises um 13% bzw. zu jährlichen Mehrkosten von rd. 111,9 €₂₀₁₂ für einen Durchschnittshaushalt. Die niedrigsten Haushaltspreise ergeben sich in der *Konventionellen-Welt* ❹, diese liegen 11% unter dem Preisniveau von 2012. Im Vergleich mit der *Referenz-Welt* ❶ könnte ein durchschnittlicher Haushalt 2030 so rd. 76,4 €₂₀₁₂ im Jahr sparen.

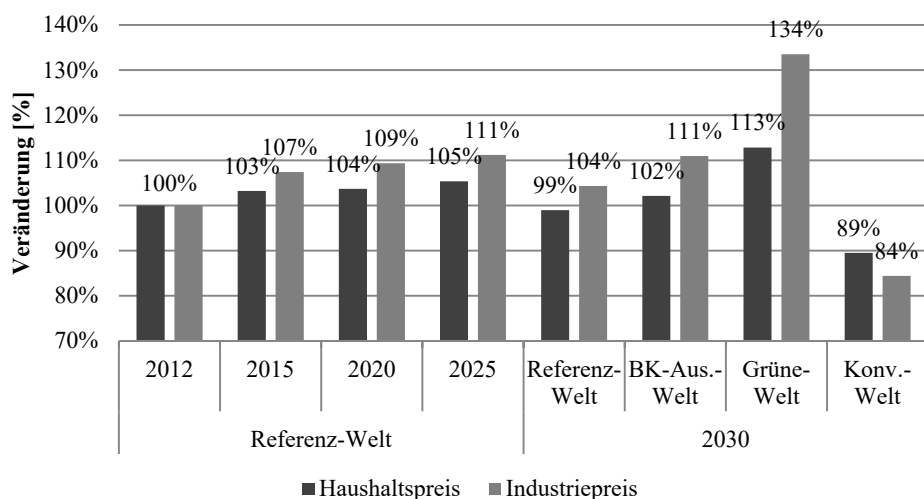


Abbildung 75: Relative Entwicklung der Endkundenpreise im Vergleich zu 2012

Im Hinblick auf die Industriepreise fällt in Abbildung 75 auf, dass diese wesentlich stärker auf Preisveränderungen reagieren als Haushaltspreise: So steigen beispielsweise in 2030 die Haushaltspreise in der *Grünen-Welt* ❸ um 13% und die Industriepreise um 34%, in der *Konventionellen-Welt* ❹ sinken die Haushaltspreise im Vergleich zu 2012 dagegen um 11% und die Industriepreise um 16%. Ursache hierfür sind die geringeren sonstigen Kosten bei Industriekunden. Dadurch haben der Großhandelspreis und die EEG-Umlagen ein wesentlich höheres Gewicht am gesamten Endverbraucherpreis.

Tabelle 50: Stromkosten eines durchschnittlichen Haushalts mit 3,1 MWh_a Jahresverbrauch

Szenariowelt [€ ₂₀₁₂ /Jahr]	2012	2015	2020	2025	2030
❶ Referenz-Welt			837,4	850,8	799,2
❷ Braunkohle-Ausstiegs-Welt	807,6	833,8	837,4	850,8	824,6
❸ Grüne-Welt			864,0	905,2	911,1
❹ Konventionelle-Welt			834,4	806,1	722,8

10.3 Definition der Sensitivitätsanalysen

Mit der Untersuchung von Sensitivitäten soll insbesondere der Unsicherheit begegnet werden, die mit den gewählten Eingangsparametern verbunden ist (vgl. Abschnitt 7.1). Der Fokus der hier vorgenommenen Sensitivitätsanalyse liegt in der Untersuchung der Stabilität bzw. Robustheit der Ergebnisse gegenüber veränderten Markt- sowie politischen Rahmenbedingungen. Hierbei ist nicht nur die absolute Veränderung der Ergebnisse einer Szenariowelt von Interesse, sondern auch die Veränderung in Relation zu den anderen Szenariowelten. Zur Analyse der Robustheit sollen insgesamt acht zu den Basisdaten abweichende Szenarien-Datensets untersucht werden. Diese sind in Tabelle 51 dargestellt und werden nachfolgend erläutert.

Tabelle 51: Übersicht über die Sensitivitätsanalysen

Merkmal	Abschnitt	Szenarien	Motivation
CO ₂ -Zertifikatspreis	10.3.1	Basisdaten	Politischer Eingriff
		Marktstabilitätsreserve	
Rohstoffpreise	10.3.2	Basisdaten	Veränderte Marktbedingungen
		Minus 50% Plus 50%	
Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen	10.3.3	Basisdaten	Veränderte Marktbedingungen
		Minus 20% Plus 20%	
Nachfrageverhalten	10.3.4	Basisdaten	Politischer Eingriff
		E-Mobility Flexibilisierung Minus 10%	

10.3.1 CO₂-Emissionszertifikate: Marktstabilitätsreserve

Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der CO₂-Emissionszertifikate wird ein zum Basisdatensatz abweichender Preisdatsatz betrachtet, der die politische Einflussnahme

auf die Zertifikatspreishöhe untersucht. Für den abweichenden Datensatz wird unterstellt, dass auf europäischer Ebene die von der EU-Kommission vorgeschlagene *Marktstabilitätsreserve* umgesetzt wird und die damit erhoffte preisstabilisierende Wirkung am CO₂-Zertifikate-Markt einsetzt (vgl. Gibis et al. 2015). Dies wird im Rahmen des Modellansatzes durch eine Preisanpassung der CO₂-Emissionszertifikate auf Basis der Energierferenzprognose abgebildet (BMWi 2014b). Der resultierende Preisdatensatz ist in Tabelle 52 dargestellt. Für das Jahr 2030 wird somit eine Steigung des CO₂-Zertifikatspreises um 28 €/2012/t bzw. um mehr als das Zweifache vorgegeben.

Tabelle 52: Emissionspreisszenarien in der Sensitivitätsbetrachtung

Szenario [€/2012/t]	2012	2015	2020	2025	2030
Basisdaten	7,37	6,77	7,63	9,81	12,60
Marktstabilitätsreserve	7,37	6,77	10,15	25,38	40,60

10.3.2 Rohstoffpreise

Aufgrund der Volatilität und der Spannweite von Preiserwartungen zählt die Analyse veränderter Preiserwartungen zu den wichtigsten Bestandteilen der Sensitivitätsanalyse. Daher wird sowohl eine Analyse hinsichtlich sinkender als auch steigender Rohstoffpreisnotierungen vorgenommen. Die Rohstoffpreise im Basisdatensatz basieren auf den in Abschnitt 7.4.4 vorgestellten Eingangsdaten. Grundlage für die angenommene Basispreisentwicklung sind aktuelle Preisnotierungen aus dem ersten Quartal 2015. In den Szenariovarianten werden die Rohstoffpreise ab 2020 um *Minus 50%* und *Plus 50%* entsprechend den Angaben der Tabelle 53 variiert. Die Preise für Braunkohle sowie Uran werden jedoch nicht variiert, da deren Preise auf Kostenbasis ermittelt werden (vgl. Abschnitt 7.4.4).

Tabelle 53: Szenariovariation der Rohstoffpreise

Rohstoffe [€/2012/MWh _{th}]	Minus 50%			Plus 50%		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Abfall	9,10	9,29	9,59	27,29	27,87	28,78
Braunkohle	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Erdgas	10,34	10,43	10,69	31,03	31,29	32,08
Rohöl	20,44	20,98	21,88	61,31	62,93	65,65
Steinkohle	4,86	5,00	5,05	14,59	15,00	15,14
Uran	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50

10.3.3 Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Die Kosten der Erzeugung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen basiert auf der in Abschnitt 8.3.3 durchgeführten vergleichenden Analyse der fortgeschriebenen

Fördersätze des EEGs mit Prognosestudien. Im Rahmen dieser Variation sollen abweichende Kostenentwicklungen sowohl in negativer als auch positiver Hinsicht untersucht werden. Im Vergleich zu den stark volatilen Rohstoffpreisen (siehe Abbildung 27) werden die Abweichungen vom abgeleiteten Basisdatensatz für die Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen geringer angenommen (siehe Bandbreite der erwarteten Stromgestehungskosten in Abschnitt 8.3.3). Die Kostenparameter von Erneuerbare-Energien-Anlagen werden daher ab 2020 in der Szenariovariation *Minus 20%* um 20% verringert bzw. in *Plus 20%* um 20% erhöht.

10.3.4 Veränderungen des Nachfrageverhaltens

Wie bereits in Abschnitt 7.7.5 diskutiert, sind im Basisdatensatz Flexibilitätsoptionen und mögliche Veränderungen hinsichtlich des Nachfrageverhaltens der Endverbraucher nur im beschränkten Umfang berücksichtigt. So sind im Basisfall mit Ausnahme der Möglichkeit zur Nachfragereduktion auf Basis der Lastabschaltverordnung keine weiteren Lastreduktions- bzw. Lastverschiebungsmaßnahmen integriert, da noch große Unsicherheit über das Potenzial und die damit verbundenen Kosten vorhanden ist (Frontier Economics 2014). Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden nun drei abweichende Fälle hinsichtlich der Entwicklung des Nachfrageverhaltens und der Flexibilität betrachtet: *Zusätzliches Flexibilitätspotenzial*, *Zunahme Elektromobilität* sowie *Nachfragereduktion*. Die Rahmenparameter dieser Szenariovariationen werden nachfolgend vorgestellt.

10.3.4.1 Zusätzliches Flexibilitätspotenzial

Bereits im Basisdatensatz wird ab 2015 die Möglichkeit der Lastreduktion im Umfang von 3.000 MW_{el} berücksichtigt. Im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse wird der Umfang der Lastreduktionsmöglichkeit nun zusätzlich erweitert. Dazu wird das technische Potenzial an Lastmanagementkapazitäten nach Koch et al. (2015) für die Bereiche *Haushalt (automatisiert)*, *Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD)* und *Industrie* zusätzlich berücksichtigt. Entsprechend ergibt sich in 2030 die Möglichkeit zur Inanspruchnahme von Lastreduktionsmaßnahmen in Höhe von 10.490 MW_{el} (siehe Tabelle 54).

Aktivierungskosten werden für *GHD* und *Industrie* in Höhe von 400,0 €₂₀₁₂/MW_{el} angenommen (siehe Abschnitt 7.4.5.3). Für Haushalte, deren Last automatisiert gesteuert wird, werden Aktivierungskosten von 80,3 €₂₀₁₂/MW_{el} angenommen.²⁵³

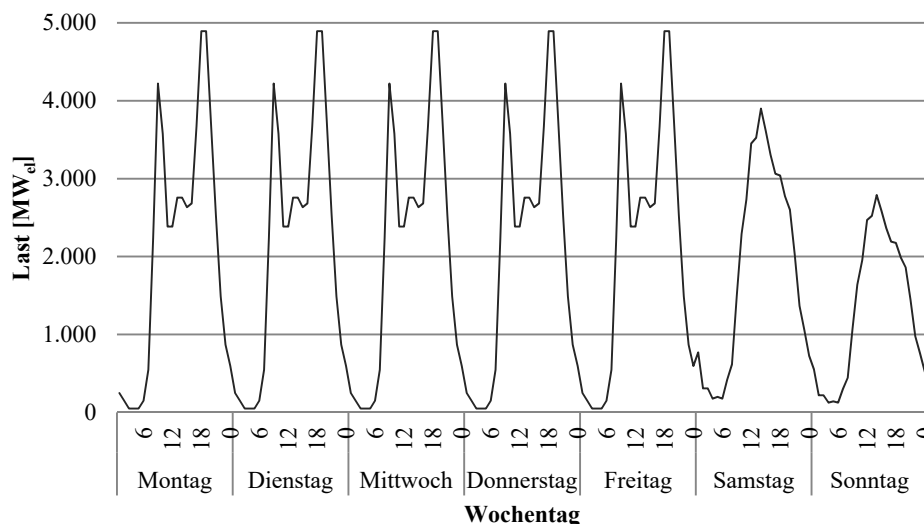
²⁵³ Dies entspricht der deflationierten oberen Bandbreite der Aktivierungskosten für Lastverschiebung nach Müller und Brunner (2015).

Tabelle 54: Angenommenes Lastreduktionspotenzial²⁵⁴

Bereich [MW _{el}]	2020	2025	2030
Haushalte (automatisiert)	1.290	2.125	2.960
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	1.590	2.660	3.730
Industrie	3.000	3.245	3.800
Gesamt	5.880	8.185	10.490

10.3.4.2 Zunahme Elektromobilität

Um die Auswirkungen der Zunahme der Elektromobilität zu analysieren, wird im Rahmen dieses Sensitivitätsfalls angenommen, dass die Ziele der Bundesregierung erreicht werden (vgl. Abschnitt 2.1), d. h. bis 2020 sind in Deutschland eine Million und bis 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge im Einsatz. Elektrofahrzeuge werden für die Analyse einerseits als Nachfrager mit einem festen Nachfrageprofil angenommen und andererseits als zusätzliche Flexibilitätsoption implementiert, da angenommen wird, dass ein Teil der Nachfrage verschoben werden kann bzw. die an das Stromnetz angeschlossenen Elektrofahrzeuge einen Teil der Batteriekapazität im Strommarkt zur Verfügung stellen können.

**Abbildung 76: Wöchentliches Lastprofil der Elektrofahrzeuge in 2030²⁵⁵**

²⁵⁴ Datengrundlage: Koch et al. (2015).

²⁵⁵ Ladeprofil basierend auf Heinrichs (2013), S. 125.

Das Nachfrageprofil der Elektrofahrzeuge basiert auf den normierten Ladekurven bei sofortigem Vollladen nach Heinrichs (2013), welche mit den Fahrleistungsprofilen nach Hacker et al. (2014) skaliert werden. Zusätzlich wird für Elektrofahrzeuge ein spezifischer Verbrauch in Höhe von 17,8 kWh_{el}/100 km angenommen. Hieraus wird ein stundenscharfes wöchentliches Lastprofil erstellt, welches für 2030 in Abbildung 76 dargestellt ist. Aus dem Lastprofil werden typische Fahrzyklen am Wochenende und Wochentags ersichtlich, welche beispielsweise durch Arbeitswege unter der Woche verursacht werden.

Bei der Erreichung der Elektromobilitätsziele der Bundesregierung resultiert so ein zusätzlicher Jahresstromverbrauch von rd. 2,7 TWh_{el} im Jahr 2020, welcher in 2030 auf rd. 16,7 TWh_{el} steigt (vgl. Tabelle 55). In Relation zum Nettostromverbrauch von 2012 entspricht das einer Zunahme von 3% in 2030. Der Verbrauch der Elektrofahrzeuge wird dabei im Modell als voll EEG-umlagepflichtig berücksichtigt, daraus folgt eine Erhöhung des nicht privilegierten Letztverbrauchs von 5% in 2030.

Tabelle 55: Annahme für die Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen²⁵⁶

Annahmen		2020	2025	2030
Elektrofahrzeuge	[Mio. Fahrzeuge]	1,0	3,5	6,0
Fahrleistung	[km/Jahr]	14.958	15.296	15.634
Verbrauch	[TWh _{el} /Jahr]	2,7	9,5	16,7

Um die zusätzliche Nachfrageflexibilität und die Möglichkeit der Nutzung der Fahrzeugbatterien im Modellansatz darzustellen, werden die Elektrofahrzeuge in *ELTRAMOD-INVEST* als Speicher abgebildet. Dabei wird angenommen, dass die Batterie von Elektrofahrzeugen eine durchschnittliche Kapazität von 30,5 kWh_{el} aufweist (siehe Tabelle 56). Unabhängig vom Zeitpunkt wird davon ausgegangen, dass 10% des Speichervolumens von Elektrofahrzeugen zur Nutzung im Elektrizitätsversorgungssystem zur Verfügung steht. Die für die Modellrechnung angenommene Ein- und Ausspeicherleistung basiert auf dem gewichteten Mittel der Ladeleistung der zur Verfügung stehenden Ladeinfrastruktur im Haushalt, am Arbeitsplatz und in der Öffentlichkeit.²⁵⁷ Dabei wird unterstellt, dass unabhängig vom Zeitpunkt 20% der Fahrzeuge an Ladestationen angeschlossen sowie in der Lage dazu sind, Flexibilität für das Stromversorgungssystem bereitzustellen. Die getroffenen Annahmen können insgesamt

²⁵⁶ Fahrleistung basierend auf Hacker et al. (2014).

²⁵⁷ Es wird angenommen, dass 70% der Ladevorgänge zuhause stattfinden (3,5 kW_{el}), 20% am Arbeitsplatz bzw. an öffentlichen Ladevorrichtungen (10,5 kW_{el}) und 10% an öffentlichen Schnellladevorrichtungen (20,9 kW_{el}).

als konservativ betrachtet werden, da Koch et al. (2015) das maximale Nachfragereduktionspotenzial der Elektromobilität in 2030 auf rd. 15,3 GW_{el} schätzt, während es sich in dieser Sensitivitätsanalyse auf rd. 8,0 GW_{el} summiert. Da davon ausgegangen wird, dass die benötigte Infrastruktur im Zuge des Ausbaus der Elektromobilität bereitgestellt wird, werden keine zusätzlichen Aufwendungen für Investitionen berücksichtigt. Es werden lediglich jährliche Fixkosten in Höhe von 14.000 €₂₀₁₂/MW_{el} analog zu den Batteriespeichern berücksichtigt (vgl. Abschnitt 7.4.3.2),

Tabelle 56: Annahme der Batterienutzung von Elektrofahrzeugen²⁵⁸

Annahmen		Kenndaten	Verfügbarkeit [%]
Batteriekapazität	[kWh _{el}]	30,5	10%
Einspeiseleistung	[kW _{el}]	6,6	20%
Ausspeiseleistung	[kW _{el}]	6,6	20%
Batteriewirkungsgrad	[%]	81%	-

10.3.4.3 Nachfragereduktion

Im Rahmen der Analyse der Auswirkungen der Elektromobilität ist bereits die Möglichkeit einer steigenden Elektrizitätsnachfrage untersucht worden. Demgegenüber werden nun die Effekte einer sinkenden Elektrizitätsnachfrage betrachtet. Hierfür wird die Nachfrage entsprechend den von der Bundesregierung verfolgten Zielen der Energiewende reduziert (vgl. Abschnitt 2.1). Für 2030 bedeutet dies eine Reduzierung des Stromverbrauchs um rd. 24% im Vergleich zu 2012. Die resultierende absolute Nachfragereduktion für die Analyse ist in Tabelle 57 dargestellt.

Tabelle 57: Nachfrageszenarien in der Sensitivitätsbetrachtung

Szenario [TWh _{el}]	2012	2015	2020	2025	2030
Basisdatensatz	551,7	551,7	551,7	551,7	551,7
Nachfragereduktion	551,7	551,7	505,9	463,8	421,6

10.4 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse im Vergleich zum Basisdatensatz dargestellt. Die Betrachtung der verschiedenen Sensitivitätsanalysen konzentriert sich auf die Betrachtung der Emissionen und Preise, da diese für die Analyse der gesellschaftlichen Akzeptanz im nachfolgenden Kapitel herangezogen werden. Die Ergebnisse hinsichtlich weiterer Akzeptanzfaktoren sind für jedes untersuchte Element der Sensitivitätsanalyse für das Zieljahr 2030 in Anhang A.10 dargestellt.

²⁵⁸ Datengrundlage: Eigene Annahmen basierend auf Biere et al. (2009), Nischler et al. (2011) und Hacker et al. (2014).

10.4.1 CO₂-Emissionszertifikate: Marktstabilitätsreserve

Die angenommene preiserhöhende Wirkung der *Marktstabilitätsreserve (MSR)* auf die CO₂-Emissionszertifikate hat einen deutlichen Einfluss auf die Stromerzeugung in den Szenariowelten. Ersichtlich wird dies aus Abbildung 77. So ist zwar in allen Szenariowelten die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien nahezu unverändert, die konventionelle Stromproduktion geht jedoch in allen Szenariowelten zurück.

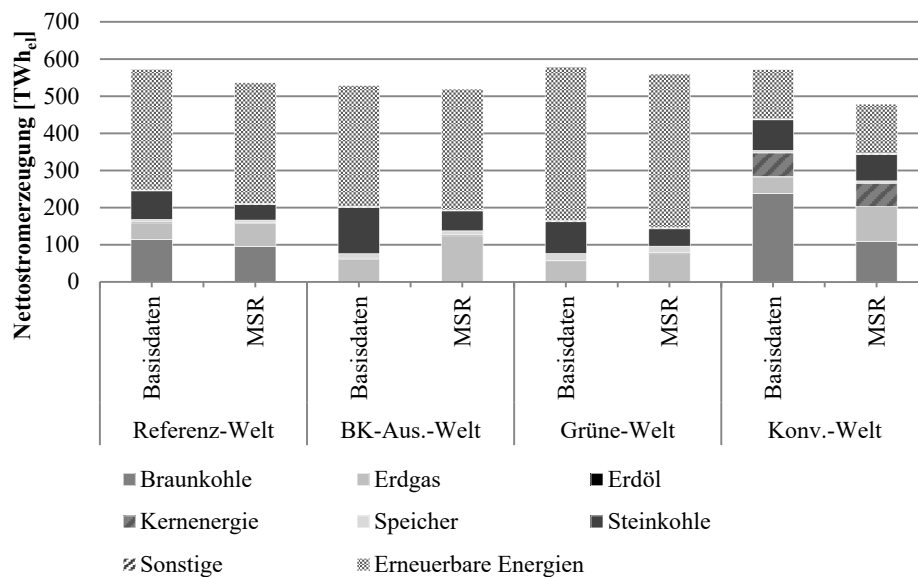


Abbildung 77: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei Einführung der Marktstabilitätsreserve

Besonders deutlich ist der Rückgang in der *Konventionellen-Welt* ④, hier sinkt die konventionelle Stromerzeugung um rd. 92,9 TWh_{el} bzw. 21% im Vergleich zum Basisdatensatz. Den größten Anteil am Rückgang hat hier die Stromerzeugung aus Braunkohle, da deren Kosten aufgrund der CO₂-Intensivität am deutlichsten zunehmen. Daneben bewirkt der hohe CO₂-Emissionspreis in allen Szenariowelten einen Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle, welche ebenfalls relativ hohe Emissionswerte aufweist. Lediglich bei Erdgaskraftwerken führt die *MSR* zu einer zunehmenden Erzeugung, was in allen Szenariowelten beobachtet werden kann.

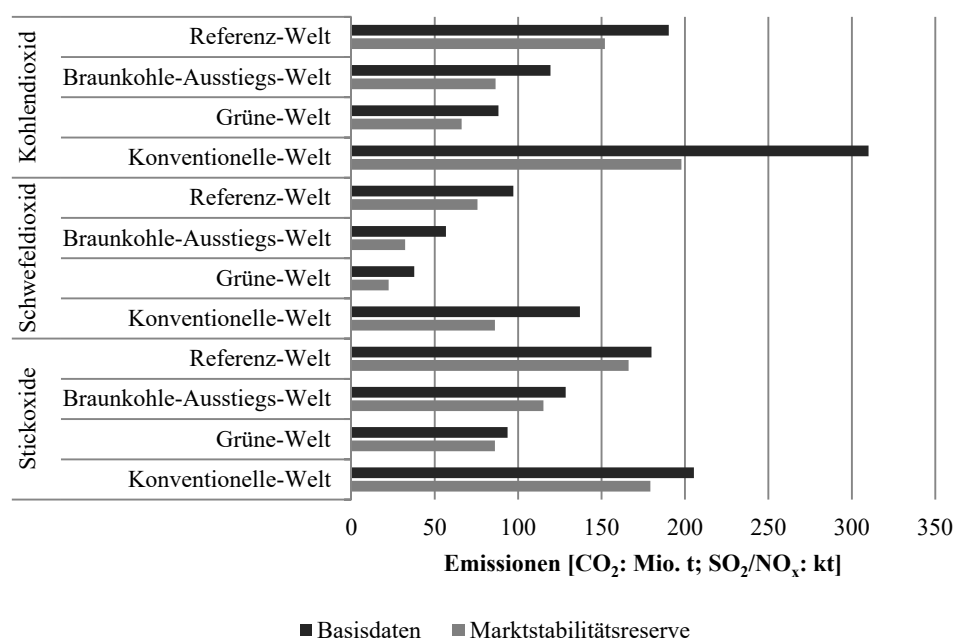


Abbildung 78: Vergleich der Emissionen in 2030 bei Einführung der Marktstabilitätsreserve

Die Veränderungen bei den inländischen Erzeugungsmengen und der Erzeugungsstruktur spiegeln sich auch in den Emissionen wider. Ein Vergleich zwischen dem Basisdatensatz und den Ergebnissen bei Einführung der MSR ist in Abbildung 78 dargestellt. Aus dieser geht ein Emissionsrückgang für alle betrachteten Emissionsarten hervor. Analog zu dem Rückgang der Erzeugungsmengen fällt der Rückgang der Emissionen besonders stark in der *Konventionellen-Welt* ④ aus, hier gehen beispielsweise die CO₂-Emissionen um rd. 112 Mio. t bzw. 36% zurück. Aber auch in der *Referenz-Welt* ① können die CO₂-Emissionen um rd. 38 Mio. t. bzw. 20% reduziert werden. Auffallend ist, dass NO_x-Emissionen in einem geringeren Umfang abnehmen (maximal um 13%) als CO₂- und SO₂- Emissionen. Zurückzuführen ist dieser Effekt auf die relativ hohen NO_x-Emissionen bei der Stromerzeugung aus Erdgas, welche wie bereits erwähnt in allen Szenariowelten zunimmt.

Die sich bei der Einführung der MSR einstellenden Strompreise sowie der prozentuale Unterschied zum Basisdatensatz ist in Tabelle 58 für die vier Szenariowelten in 2030 gegenübergestellt. In allen Szenariowelten steigen die Großhandelspreise durch die höheren CO₂-Zertifikatpreise. Besonders deutlich fällt die Steigerung in der *Konventionellen-Welt* ④ aus (+70%). Durch die höheren Großhandelspreise sinken auf der

anderen Seite die EEG-Differenzkosten und somit die EEG-Umlage in allen Szenario-welten, was die Gesamtauswirkungen auf die Endkundenpreise verringert. Insgesamt steigt so der Haushaltspreis in der *Referenz-Welt* ❶ lediglich um 3% gegenüber dem Basisdatensatz (vgl. Tabelle 49). Nahezu vernachlässigbar ist hingegen der Effekt auf den Haushaltsstrompreis in der *Grünen-Welt* ❸, dieser steigt um 1% an. Deutlich ist jedoch der Anstieg der Haushaltspreise um 10% in der *Konventionellen-Welt* ❹, da die Stromerzeugung im Basisdatensatz insbesondere auf Technologien mit hohen CO₂-Emissionen beruht. Dennoch liegt der Haushaltsstrompreis in der *Konventionellen-Welt* ❹ in 2030 noch unter dem Preisniveau von 2012, welcher in der *Referenz-Welt* ❶ überschritten wird.

Tabelle 58: Vergleich der Strompreise in 2030 bei der Marktstabilitätsreserve

Bestandteile [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el} (Veränderung zum Basisdatensatz)]	2030			
	❶ Referenz- Welt	❷ BK-Aus.- Welt	❸ Grüne- Welt	❹ Konv.- Welt
Großhandelspreis	54,4 (47%)	62,2 (25%)	52,7 (31%)	64,1 (70%)
EEG-Umlage	29,4 (-27%)	26,0 (-23%)	50,6 (-18%)	17,0 (-31%)
Haushaltskundenpreis	266,3 (3%)	271,7 (2%)	295,6 (1%)	256,4 (10%)
Industriekundenpreis	137,4 (7%)	142,8 (4%)	166,7 (1%)	127,5 (22%)

10.4.2 Rohstoffpreise

10.4.2.1 Rohstoffpreise Minus 50%

In der Sensitivitätsanalyse *Rohstoffpreise Minus 50%* (RP Minus 50%) werden ab 2020 lediglich die Preise der am Markt handelbaren Rohstoffe reduziert. Dadurch verschieben sich die ökonomischen Rahmenbedingungen vor allem zu Lasten der Stromerzeugung aus Braunkohle, da deren Preis auf Kostenbasis ermittelt wird und somit unverändert bleibt. Dies wird insbesondere in der *Konventionellen-Welt* ❹ deutlich: Der endogene Kraftwerkszubau findet hier nur noch bei flexiblen Gaskraftwerken und Batteriespeichern statt, was zu einer Reduktion der Stromerzeugung von Braunkohlekraftwerken im Umfang von 127,0 TWh_{el} führt. Die konventionelle Stromerzeugung geht in der *Konventionellen-Welt* ❹ insgesamt um 77,4 TWh_{el} zurück, was sich auch in einer deutlichen Verschiebung der Stromhandelsflüsse widerspiegelt: So entwickelt sich Deutschland im Rahmen dieser Sensitivitätsbetrachtung in 2030 vom Nettostromexporteur zum Nettostromimporteur (57,8 TWh_{el}). Zurückzuführen ist dies insbesondere auf die Verschiebung des komparativen Kostenvorteils von neuen Braunkohlekraftwerken im Inland zu bestehenden ausländischen Gas- und Steinkohlekraftwerken. Eine

Veränderung der Stromerzeugungsstruktur wird jedoch auch in den anderen Szenario-welten ersichtlich. Hier findet jeweils eine Verschiebung der Stromerzeugung von Erdgas- zu Steinkohlekraftwerken statt.

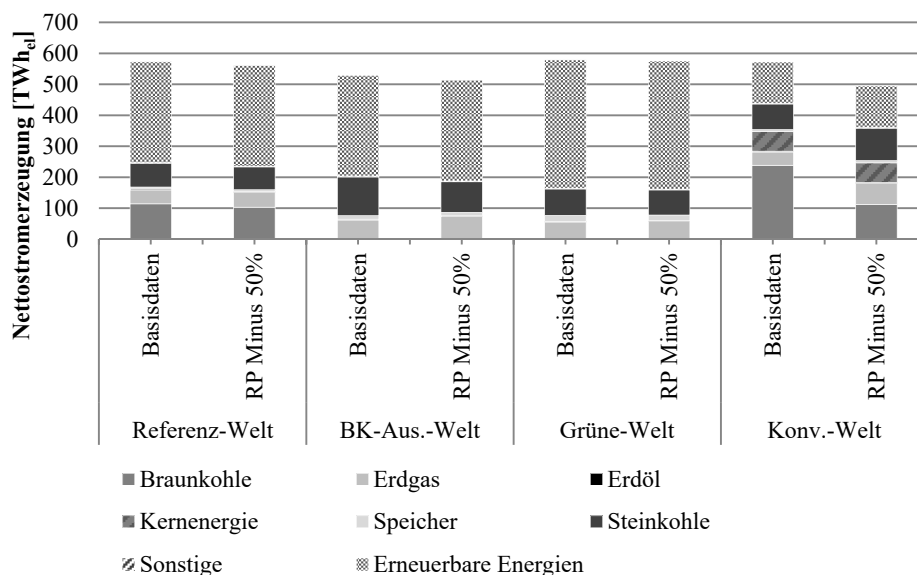


Abbildung 79: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei Rohstoffpreise Minus 50%

Entsprechend der Veränderung der Erzeugungsmengen werden die Emissionen mit Ausnahme von NO_x in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② im Vergleich zum Basisdatensatz reduziert (vgl. Abbildung 80). Die konstant hohen NO_x -Emissionen sind dabei auf die höhere Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken mit vergleichsweise hohen spezifischen NO_x -Emissionen zurückzuführen. Am deutlichsten ist der Rückgang des jährlichen CO_2 -Ausstoßes in der *Konventionellen-Welt* ④, welcher rd. 92 Mio. t bzw. 30% beträgt. Die Verringerung der Rohstoffpreise (für handelbare Rohstoffe) führt also zu dem kontraintuitiven Ergebnis, dass sowohl die konventionelle Erzeugung als auch die Emissionen in Deutschland zurückgehen.²⁵⁹ Ursache hierfür ist die Verringerung des komparativen Kostenvorteils der inländischen Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken im Vergleich zum Basisdatensatz.

²⁵⁹ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass für die benachbarten Länder ein exogener Kraftwerkspark hinterlegt ist und lediglich für den deutschen Kraftwerkspark eine modellendogene Anpassung an veränderte Rahmenbedingungen möglich ist. In der konkreten Szenariokonstellation führt bspw. die Preisreduktion der Energierohstoffe auch zu höheren Stromimporten. Gegebenenfalls stehen die hierfür benötigten ausländischen Kapazitäten bei den veränderten Rohstoffnotierungen jedoch nicht im angenommenen Umfang zur Verfügung.

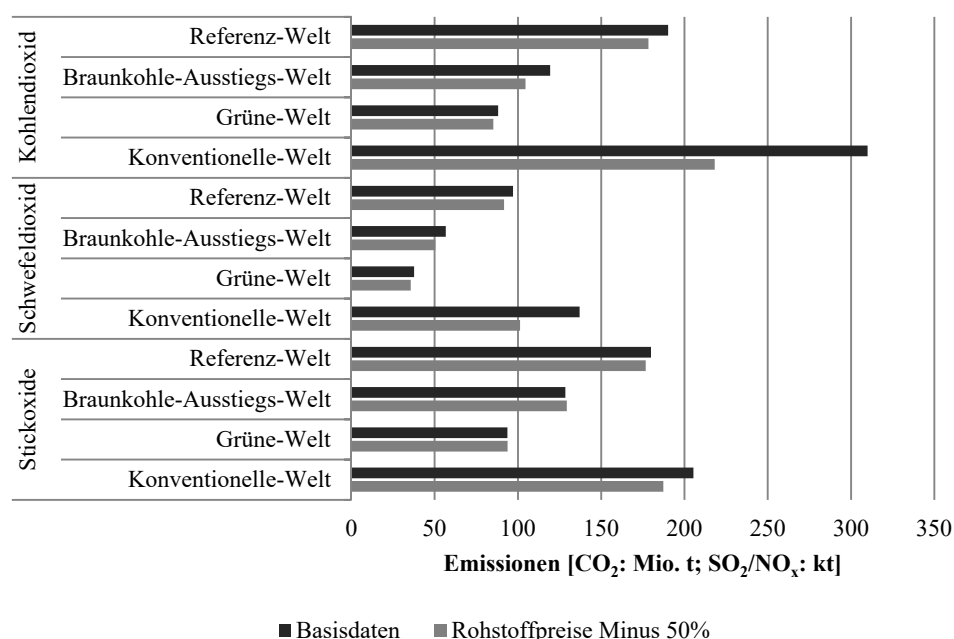


Abbildung 80: Vergleich der Emissionen in 2030 bei Rohstoffpreisen Minus 50%

Hinsichtlich der Preisentwicklung für Strom stellt sich das zu erwartende Ergebnis ein, dass die Großhandelsmarktpreise bei sinkenden Rohstoffpreisen zurückgehen, wie aus Tabelle 59 für alle Szenariowelten hervorgeht. Da jedoch ein Teil der Preisreduktion durch höhere EEG-Differenzkosten aufgefangen wird, kann nur ein Teil der Preisentwicklung am Großhandelsmarkt an die Endverbraucher weitergegeben werden. So sinken die Preise für Haushaltskunden im Vergleich zum Basisdatensatz lediglich zwischen 1% und 3%.

Tabelle 59: Vergleich der Strompreise in 2030 bei Rohstoffpreisen Minus 50%

Bestandteile [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el} (Veränderung zum Basisdatensatz)]	2030			
	①	②	③	④
	Referenz- Welt	BK-Aus- Welt	Grüne- Welt	Konv.- Welt
Großhandelspreis	25,7 (-31%)	34,4 (-31%)	25,4 (-37%)	33,1 (-12%)
EEG-Umlage	46,2 (15%)	42,7 (26%)	74,3 (20%)	26,7 (8%)
Haushaltskundenpreis (brutto)	251,4 (-2%)	257,7 (-3%)	290,5 (-1%)	230,1 (-1%)
Industriekundenpreis (brutto)	122,5 (-5%)	128,8 (-6%)	161,6 (-2%)	101,2 (-3%)

10.4.2.2 Rohstoffpreise Plus 50%

Umgekehrt zum vorherigen Fall werden durch eine Preissteigerung von handelbaren Rohstoffen im Szenario *Rohstoffpreise Plus 50%* (RP Plus 50%) die ökonomischen

Rahmenbedingungen für die inländische Stromerzeugung aus Braunkohle verbessert. Dies kann sowohl in der *Referenz-Welt 1* als auch in der *Konventionellen-Welt 4* beobachtet werden. In beiden Szenariowelten nehmen die installierte Kapazität von Braunkohlekraftwerken sowie die damit einhergehende Stromerzeugung zu. In der *Konventionellen-Welt 4* beträgt die Zunahme beispielsweise 86,6 TWh_{el} bzw. 36% im Vergleich zum Basisdatensatz. In der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* und in der *Grünen-Welt 3* kann statt einer Zunahme der Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken – da diese in beiden Szenariowelten in 2030 entfällt – ein Anstieg der Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken beobachtet werden. Diese geht in beiden Szenariowelten mit einer Reduktion der Nettoimporte bzw. einer Erhöhung der Nettoexporte einher.²⁶⁰ In der Folge führt die Erhöhung der Rohstoffpreise in allen Szenariowelten zu einer zunehmenden konventionellen Stromerzeugung. Zurückzuführen ist dies auf eine Erhöhung des komparativen Kostenvorteils der Stromerzeugung aus Braunkohle gegenüber importierten Rohstoffen (*Referenz-Welt 1* sowie *Konventionellen-Welt 4*) bzw. der inländischen Stromproduktion aus Steinkohle gegenüber Stromimporten (*Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* sowie *Grünen-Welt 3*).

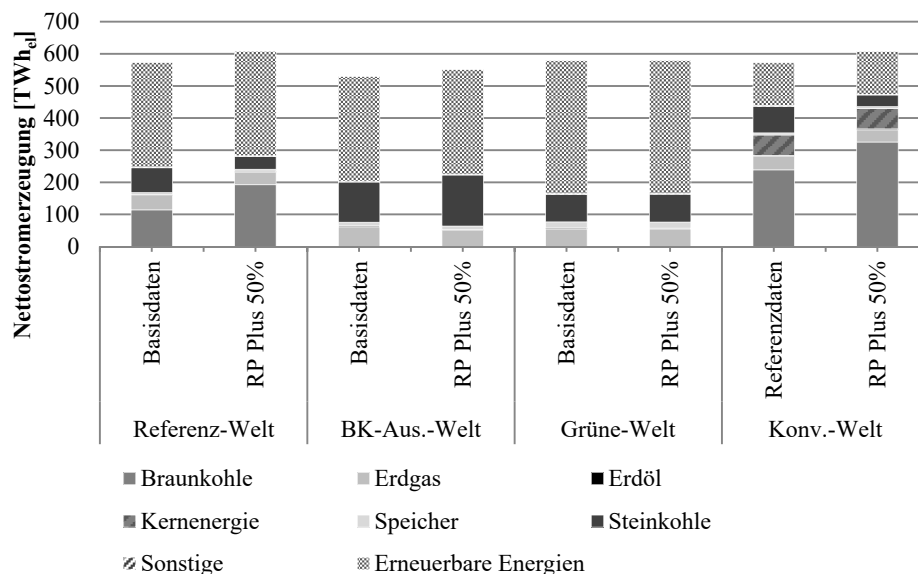


Abbildung 81: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei Rohstoffpreisen Plus 50%

²⁶⁰ Das bedeutet, dass die Wirtschaftlichkeit der inländischen Stromerzeugung von Steinkohlekraftwerken im Vergleich zur ausländischen Stromerzeugung zunimmt.

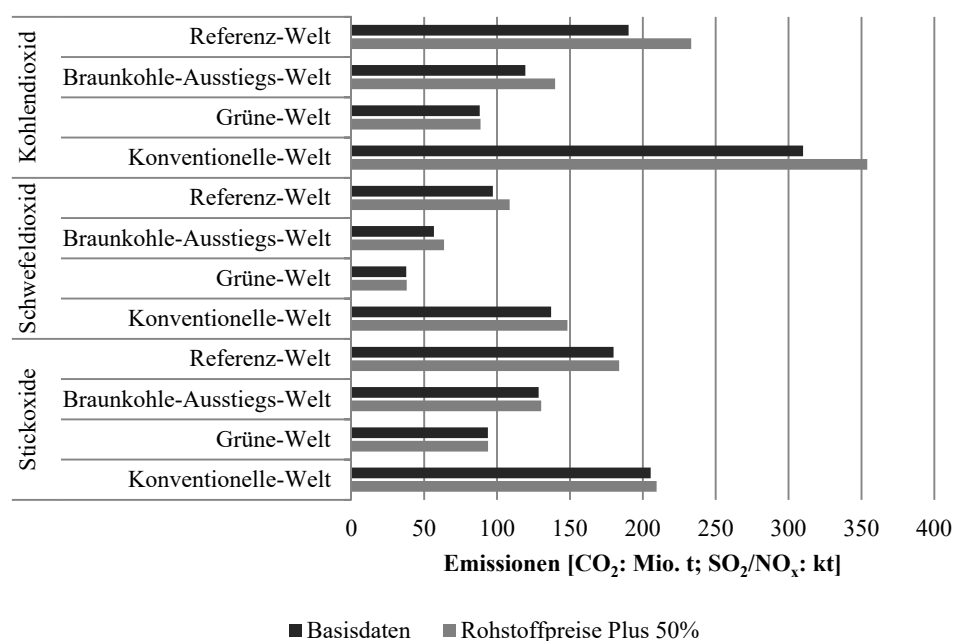


Abbildung 82: Vergleich der Emissionen in 2030 bei Rohstoffpreisen Plus 50%

Die Zunahme der konventionellen Stromerzeugung führt in allen Szenariowelten zu einer Emissionssteigerung, was in Abbildung 82 deutlich wird. Relativ am stärksten ist die Zunahme der CO₂-Emissionen in der *Referenz-Welt* ❶, welche um rd. 43 Mio. t bzw. 23% steigen. Absolut am höchsten ist die Zunahme der CO₂-Emissionen dagegen mit rd. 44 Mio. t bzw. 14% in der *Konventionellen-Welt* ❹, was, wie bereits erwähnt, auf den erhöhten Einsatz von Braunkohlekraftwerken zurückzuführen ist.

Tabelle 60: Vergleich der Strompreise in 2030 bei Rohstoffpreisen Plus 50%

Bestandteile [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el} (Veränderung zum Basisdatensatz)]	2030			
	❶ Referenz- Welt	❷ BK-Aus- Welt	❸ Grüne- Welt	❹ Konv. - Welt
Großhandelspreis	37,0 (0%)	60,2 (21%)	55,2 (37%)	37,6 (0%)
EEG-Umlage	40,5 (1%)	27,1 (-20%)	49,3 (-21%)	24,7 (1%)
Haushaltskundenpreis (brutto)	258,3 (0%)	270,6 (2%)	297,1 (1%)	233,3 (0%)
Industriekundenpreis (brutto)	129,4 (0%)	141,7 (3%)	168,2 (2%)	104,4 (0%)

Hinsichtlich der Preisentwicklung zeigt sich das überraschende Ergebnis, dass trotz der Preissteigerung der Energierohstoffe sowohl in der *Referenz-Welt* ❶ als auch in der *Konventionellen-Welt* ❹ der durchschnittliche Großhandelspreis in 2030 um weniger als 1% im Vergleich zum Basisdatensatz steigt (siehe Tabelle 60). Dies kann dadurch erklärt

werden, dass Erdgas, Erdöl und Steinkohlekraftwerke nur in verhältnismäßig wenigen Stunden des Jahres sowohl im Basisdatensatz als auch im Fall höherer Rohstoffpreise preissetzend sind. Dies wird jeweils durch die endogene Installation von Braunkohlekraftwerken in der *Referenz-Welt* ❶ und der *Konventionellen-Welt* ❷ hervorgerufen. Entsprechend sind in den beiden Szenariowelten zwar marginale Änderungen der EEG-Umlage, aber keine Veränderungen hinsichtlich der Endkundenpreise festzustellen (siehe Tabelle 60).²⁶¹ In der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❸ und in der *Grünen-Welt* ❹ führt die Erhöhung der Energierohstoffpreise hingegen zu einem deutlichen Anstieg der Großhandelspreise. Durch eine analog sinkende EEG-Umlage fällt der Preisanstieg bei Endkunden jedoch geringer aus. So ist dieser in Relation zum Basisdatensatz maximal 3% für Industriekunden in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❸.

10.4.3 Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen

10.4.3.1 Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen Minus 20%

Durch die Reduktion der Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen um 20% (*Kosten EE Minus 20%*) sind lediglich marginale Änderungen hinsichtlich der Entwicklung der Erzeugungsmengen zu beobachten, weshalb von einer grafischen Darstellung abgesehen wird. So ist die Kostenreduktion von Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht ausreichend, um einen endogenen Zubau in der *Konventionellen-Welt* ❷ hervorzurufen. Lediglich in der *Grünen-Welt* ❹ können geringe Abweichungen beim Ausbau zwischen den Erneuerbare-Energien-Technologien festgestellt werden: So wird dort im Vergleich zum Basisdatensatz in 2025 ein höherer Zubau von Wind-Offshore-Anlagen verzeichnet, welcher zu Lasten der PV-Anlageninstallation geht.

Aufgrund der geringfügigen Änderungen bei den konventionellen Erzeugungsmengen sind nur marginale Änderungen hinsichtlich der Emissionen festzustellen, weshalb auch hier auf eine zusätzliche grafische Darstellung verzichtet wird.

²⁶¹ Dass die EEG-Umlage bei gleichen Erzeugungsmengen und gleichem Großhandelspreis in der *Referenz-Welt* ❶ und der *Konventionellen-Welt* ❷ sinkt, ist auf einen geringen Marktwert der Einspeisung von PV- und Wind-Onshore-Anlagen zurückzuführen, was auf die veränderte Erzeugungsstruktur von konventionellen Kraftwerken zurückzuführen ist.

Tabelle 61: Vergleich der Strompreise in 2030 bei Kosten Erneuerbare-Energien-Anlagen Minus 20%

Bestandteile [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el} (Veränderung zum Basisdatensatz)]	2030			
	① Referenz- Welt	② BK-Aus.- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv. - Welt
Großhandelspreis	37,0 (0%)	49,9 (0%)	41,1 (2%)	37,6 (0%)
EEG-Umlage	34,5 (-14%)	28,2 (-16%)	49,8 (-20%)	23,7 (-4%)
Haushaltskundenpreis (brutto)	251,2 (-3%)	259,4 (-2%)	280,6 (-5%)	232,0 (0%)
Industriekundenpreis (brutto)	122,3 (-5%)	130,5 (-5%)	151,7 (-8%)	103,1 (-1%)

Die resultierenden Preise sowie deren Veränderungen zum Basisdatensatz sind in Tabelle 61 dargestellt. Diese zeigt, dass es nur bei der *Grünen-Welt* ③ durch die Veränderung der Erzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu geringen Veränderungen des Großhandelspreises kommt. Hingegen führt eine Reduktion der Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei allen Szenariowelten zu einer Reduktion der EEG-Umlage, welche jedoch in unterschiedlichem Maße ausfällt. Während die Verringerung in der *Konventionellen-Welt* ④ mit rd. 4% relativ gering ist, da dort der Großteil der installierten Erneuerbare-Energien-Anlagen vor 2020 in Betrieb gegangen ist, beträgt die Kostenreduktion in der *Grünen-Welt* ③ rd. 20%. Die Auswirkungen auf den Endkundenpreis sind jedoch vergleichsweise gering und betragen im Vergleich zum Basisdatensatz maximal 8% bei Industriekunden in der *Grünen-Welt* ③.

10.4.3.2 Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen Plus 20%

Die Auswirkungen der Erhöhung der Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen (*Kosten EE Plus 20%*) sind praktisch gespiegelt zu der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Verringerung. Eine Veränderung der Anlageninstallation und der Produktionsmengen kann nur in der *Grünen-Welt* ③ festgestellt werden. Dort findet in 2025 ein höherer Zubau von PV-Anlagen zu Lasten von Wind-Offshore-Anlagen statt. Veränderungen der Emissionen im Vergleich zum Basisdatensatz finden analog ebenfalls nicht statt.

Ebenfalls ist die Preisentwicklung bei einer Kostensteigerung der Erneuerbare-Energien-Anlagen quasi gespiegelt zum vorherigen Szenario *Kosten EE Minus 20%*. Die Preise in den Szenariowelten sowie die Veränderungen zum Basisdatensatz ist in Tabelle 62 dargestellt. Am deutlichsten sind hier wiederum die Veränderungen in der *Grünen-Welt* ③. Hier steigen die EEG-Umlage um 19% sowie der Strompreis für Industriekunden um 8% im Vergleich zum Basisdatensatz.

Tabelle 62: Vergleich der Strompreise in 2030 bei Kosten Erneuerbare-Energien-Anlagen Plus 20%

Bestandteile [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el} (Veränderung zum Basisdatensatz)]	2030			
	① Referenz- Welt	② BK-Aus.- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv. - Welt
Großhandelspreis	37,0 (0%)	49,9 (0%)	39,3 (-2%)	37,6 (0%)
EEG-Umlage	45,6 (14%)	39,3 (16%)	74,1 (19%)	25,6 (4%)
Haushaltskundenpreis (brutto)	264,4 (3%)	272,6 (2%)	307,2 (5%)	234,3 (0%)
Industriekundenpreis (brutto)	135,5 (5%)	143,7 (5%)	178,3 (8%)	105,4 (1%)

10.4.4 Veränderungen des Nachfrageverhaltens

10.4.4.1 Zusätzliche Flexibilitätsoptionen

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse zur Flexibilisierung der Nachfrage werden die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen insbesondere in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② und in der *Grünen-Welt* ③ genutzt. Dies geht aus Abbildung 83 hervor, welche die jährliche Lastreduktion in den Szenariowelten gegenüberstellt. So steigt in beiden Szenariowelten die Lastreduktion jeweils von 0,1 TWh_{el} auf 1,9 TWh_{el} an. In Bezug auf die deutsche Jahresstromproduktion von jeweils über 500 TWh_{el} erscheinen die Auswirkungen der Lastreduktion zunächst relativ gering.

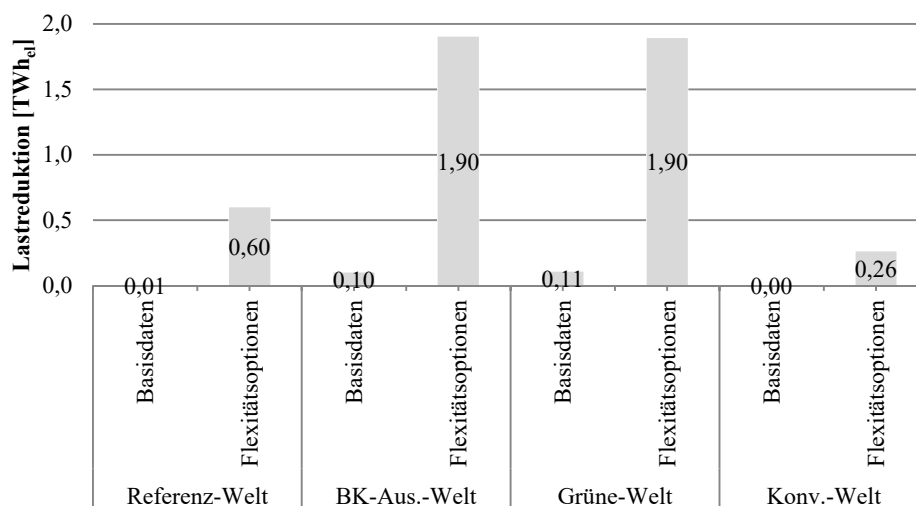


Abbildung 83: Vergleich der Nutzung von Flexibilitätsoptionen in 2030

Allerdings verringert das zusätzliche Flexibilitätspotenzial auch die Notwendigkeit zur Installationen von konventionellen Kraftwerkskapazitäten. Wie aus Abbildung 84 hervorgeht, kann durch die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen mit Ausnahme der

Konventionellen-Welt ④ der Zubau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten reduziert werden. Am deutlichsten ist diese Reduktion mit 6,9 GW_{el} in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② und umfasst sowohl Speicherkapazitäten (Batterie) als auch Erdgaskraftwerke. Ein ähnlich großer Effekt kann auch in der *Grünen-Welt* ③ beobachtet werden, hier wird jedoch lediglich die Kapazität von Erdgaskraftwerken um 6,5 GW_{el} verringert.

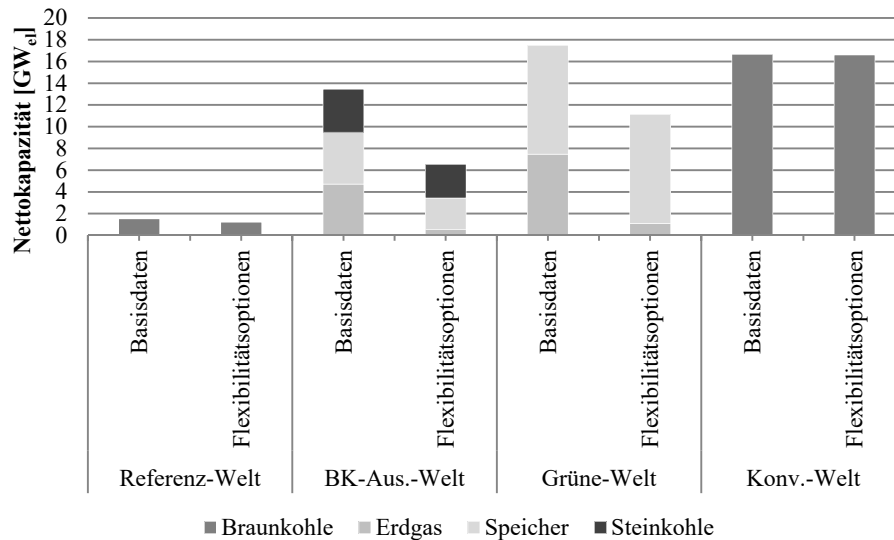


Abbildung 84: Konventionelle Kraftwerksinstallationen bis 2030 bei zusätzlichen Flexibilitätsoptionen

Wie bereits im Hinblick auf die jährlich in Anspruch genommene Lastreduktion zu erwarten ist, sind die Auswirkungen auf jährliche Erzeugungsmengen sowie auf Emissionen gering – auf eine grafische Abbildung wird daher verzichtet. Am deutlichsten sind die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ②: Diese können im Vergleich zum Basisdatensatz durch eine geringere Erzeugung von Erdgas- und Steinkohlekraftwerken um rd. 4 Mio. t bzw. 4% reduziert werden.

Ebenfalls sind die Auswirkungen auf die Preise eher geringfügig. Die größte Veränderung kann im Hinblick auf den Großhandelspreis in der *Grünen-Welt* ③ beobachtet werden, welcher um 3% im Vergleich zum Basisdatensatz sinkt (siehe Tabelle 63). Zurückzuführen ist die Verringerung darauf, dass durch die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen weniger Kraftwerkskapazitäten zur Deckung von Lastspitzen benötigt werden, was einen deutlichen Preiseffekt in den entsprechenden Stunden hat. Dieser Effekt tritt auf, da die mit der Investition in Spitzenlastkraftwerken verbundenen Ausgaben nur auf wenige Stunden verteilt werden (siehe Abschnitt 7.7.4). Insgesamt ist die Auswirkung

auf die Endkundenpreise durch die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen jedoch nahezu vernachlässigbar. Zu beachten ist, dass die Betrachtung jedoch nicht die notwendigen Investitionen für die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen berücksichtigt, weshalb an dieser Stelle keine Aussagen bezüglich volkswirtschaftlicher Vor- oder Nachteile abgeleitet werden können.

Tabelle 63: Vergleich der Strompreise in 2030 bei zusätzlichen Flexibilitätsoptionen

Bestandteile [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el} (Veränderung zum Basisdatensatz)]	2030			
	① Referenz- Welt	② BK-Aus.- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv. - Welt
Großhandelspreis	37,0 (0%)	49,8 (0%)	38,8 (-3%)	37,6 (0%)
EEG-Umlage	40,0 (0%)	33,7 (0%)	62,5 (1%)	24,6 (0%)
Haushaltskundenpreis (brutto)	257,7 (0%)	265,8 (0%)	292,8 (0%)	233,2 (0%)
Industriekundenpreis (brutto)	128,8 (0%)	136,9 (0%)	163,9 (-1%)	104,3 (0%)

10.4.4.2 Zunahme Elektromobilität

In der Sensitivitätsanalyse zur zunehmenden Bedeutung der Elektromobilität werden zum einen die zunehmende Stromnachfrage und zum anderen eine zusätzliche Flexibilitätsoption durch die Möglichkeit zur anteiligen Nutzung der Batteriekapazitäten der Elektrofahrzeuge berücksichtigt.

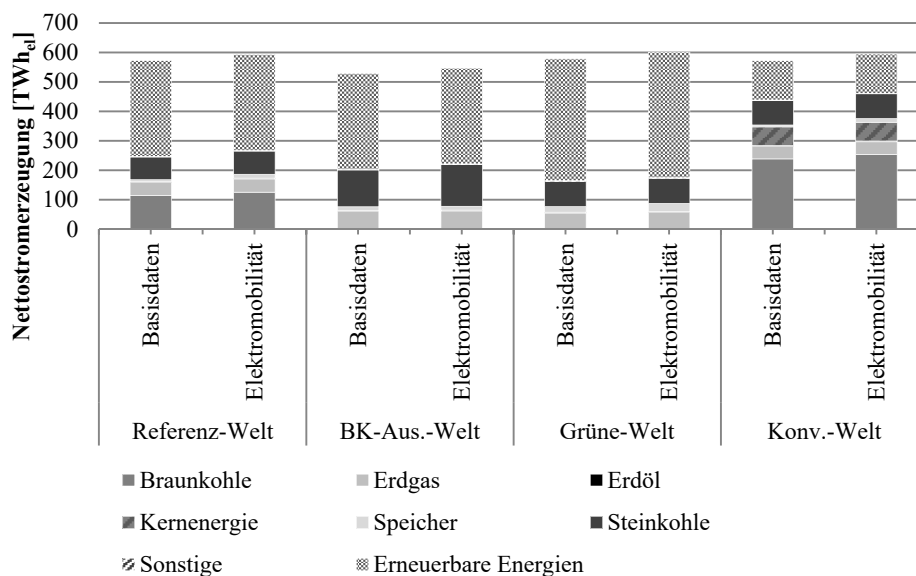


Abbildung 85: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei zunehmender Elektromobilität

Die zusätzliche Stromnachfrage führt in allen Szenariowelten zu einer zunehmenden Stromerzeugung, was Abbildung 85 entnommen werden kann. In der *Referenz-Welt* ❶ sowie der *Konventionellen-Welt* ❷ bezieht sich der Anstieg der Stromerzeugung in erster Linie auf Braunkohlekraftwerke (11,4 TWh_{el} bzw. 15,5 TWh_{el}). In der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❸ sind hingegen mit 16,1 TWh_{el} Steinkohlekraftwerke für den größten Zuwachs bei der Stromerzeugung verantwortlich. Durch das in der *Grünen-Welt* ❹ vorgegebene Erneuerbare-Energien-Ziel, welches am Nettostromverbrauch gemessen wird, nimmt dort in erster Linie die Erzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen um 12,5 TWh_{el} zu. Daneben steigt in der *Grünen-Welt* ❹ die Stromerzeugung aus Erdgas-Kraftwerken um 2,8 TWh_{el}, während die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken um 0,6 TWh_{el} zurückgeht.

Die Veränderungen der konventionellen Stromerzeugung spiegeln sich auch in den Emissionen wider: Diese steigen in allen Szenariowelten zum Teil deutlich an (siehe Abbildung 86). Lediglich die SO₂-Emissionen in der *Grünen-Welt* ❹ verbleiben auf einem stabilen Niveau, was auf die relativ niedrigen spezifischen SO₂-Emissionen der Stromerzeugung aus Erdgas im Vergleich zu Steinkohle zurückzuführen ist.

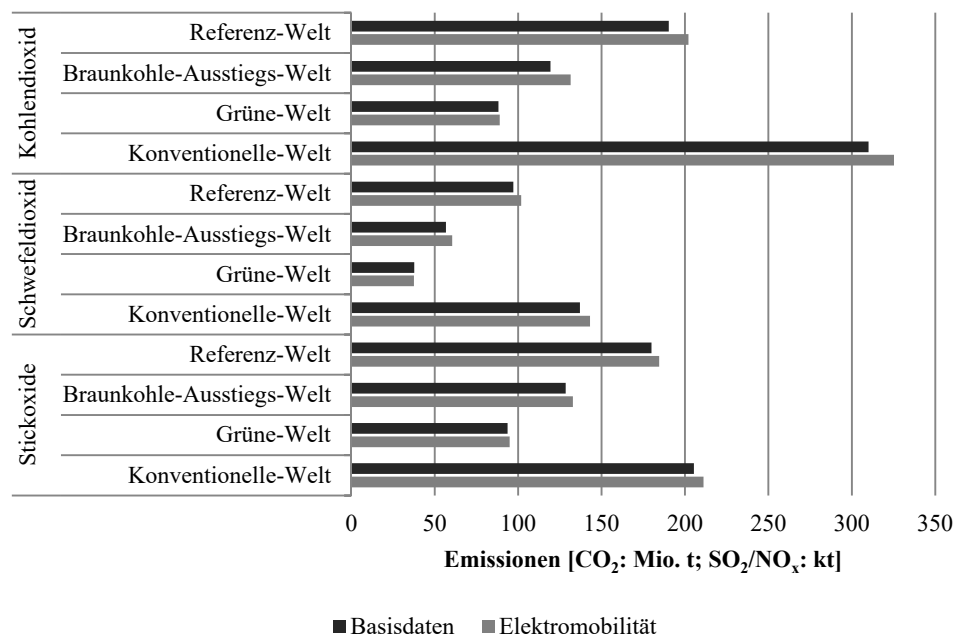


Abbildung 86: Vergleich der Emissionen in 2030 bei zunehmender Elektromobilität

In Tabelle 64 sind die Strompreise in 2030 in den verschiedenen Szenariowelten gegenübergestellt. Hieraus gehen in Bezug zum Großhandelspreis nur geringe Veränderungen hervor: Der deutlichste Preisanstieg im Vergleich zum Basisdatensatz kann mit 4% in

der *Grünen-Welt* ③ beobachtet werden, welcher insbesondere auf eine Verringerung von Stunden mit negativen bzw. niedrigen Preisen zurückzuführen ist, was durch die zusätzlichen Speicherkapazitäten bedingt ist.

Tabelle 64: Vergleich der Strompreise in 2030 bei zunehmender Elektromobilität

Bestandteile [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el} (Veränderung zum Basisdatensatz)]	2030			
	① Referenz- Welt	② BK-Aus- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv.- Welt
Großhandelspreis	37,4 (1%)	50,2 (0%)	41,6 (4%)	37,6 (0%)
EEG-Umlage	37,6 (-6%)	31,9 (-5%)	50,9 (-18%)	23,6 (-4%)
Haushaltskundenpreis (brutto)	255,0 (-1%)	263,8 (-1%)	282,4 (-4%)	231,9 (-1%)
Industriekundenpreis (brutto)	126,1 (-2%)	134,9 (-2%)	153,5 (-7%)	102,9 (-1%)

Die Zunahme des umlagepflichtigen Letztverbrauchs führt hingegen in allen Szenariowelten zu einer Reduktion der EEG-Umlage. Am deutlichsten ist die Reduktion in der *Grünen-Welt* ③, obwohl dort die Stromeinspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zunimmt. Dies kann allerdings auf die gleichzeitige Erhöhung des Großhandelspreises zurückgeführt werden. Zusätzlich steigt durch die höheren Speicherkapazitäten der relative Marktwert der Einspeisung aus Windenergieanlagen in der *Grünen-Welt* ③, was ebenfalls die EEG-Differenzkosten verringert.²⁶² Für Haushalte reduziert sich dadurch der Strompreis um rd. 4% und für Industriekunden sogar um 7% in Relation zum Basisdatensatz.

10.4.4.3 Nachfragereduktion

Die in der Sensitivitätsanalyse angenommene Nachfragereduktion um 24% bis 2030 führt erwartungsgemäß zu einer geringeren Stromerzeugung in allen Szenariowelten. Dadurch, dass der Zubaupfad von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der *Referenz-Welt* ① und der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② fest vorgegeben ist, steigt dort der Anteil Erneuerbarer Energien an (siehe Abbildung 87): In 2030 beträgt dort der Anteil Erneuerbarer Energien am Nettostromverbrauch 77% und liegt damit höher als in der *Grünen-Welt* ③, in der der Anteil annahmegemäß 75% beträgt. In der *Konventionellen-Welt* ④ steigt der Anteil hingegen von 24% auf 32%. Die Nachfragereduktion (bei teilweise gleichbleibender Erzeugung aus Erneuerbaren Energien) führt zum Teil zu deutlichen

²⁶² Zu beachten ist, dass Veränderungen der Nachfragestruktur nicht bei den sonstigen Kostenbestandteilen (siehe Kapitel 9) berücksichtigt werden. Im konkreten Fall würde sich durch die Nachfragesteigerung ein zusätzlicher, preisreduzierender Effekt, z. B. durch sinkende Netzentgelte, auf alle Szenariowelten ergeben.

Rückgängen der konventionellen Stromerzeugung in den Szenariowelten. So sinkt beispielsweise in der *Referenz-Welt* ❶ die erzeugte Strommenge von Braunkohlekraftwerken um 25,6 TWh_{el} und aus Steinkohlekraftwerken um 46,0 TWh_{el}. In der *Konventionellen-Welt* ❷ ist der Rückgang der Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken mit rd. 128,9 TWh_{el} sogar noch deutlicher. Daneben ist hervorzuheben, dass abgesehen von Batteriekapazitäten in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❸ (1,5 GW_{el}) und der *Grünen-Welt* ❹ (6,1 GW_{el}) kein Zubau in konventionelle Kraftwerkskapazitäten stattfindet, was insbesondere auf eine reduzierte Spitzenlast von rd. 20,3 GW_{el} zurückzuführen ist.

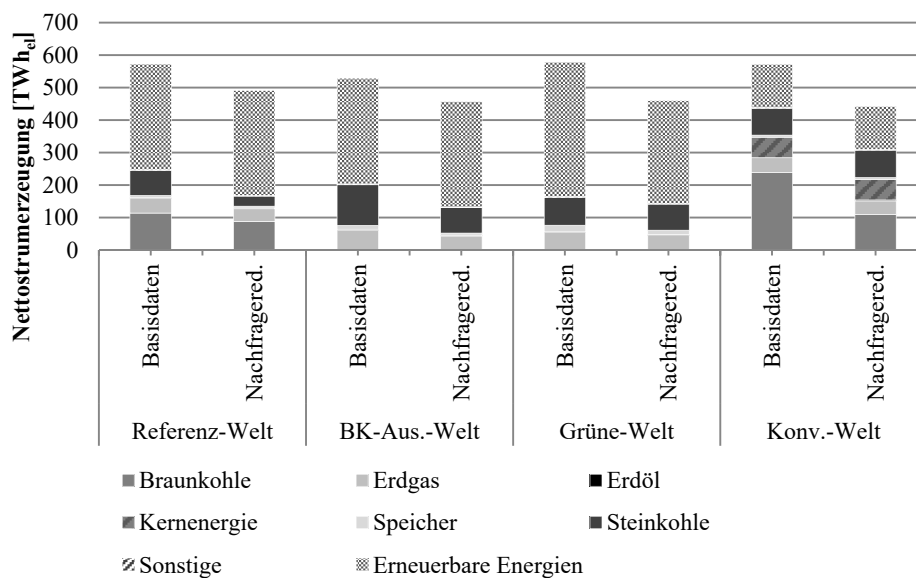


Abbildung 87: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei Nachfragereduktion

Die beobachteten Rückgänge in der Stromerzeugung durch die verringerte Nachfrage führen auch zu einer deutlichen Emissionsreduktion, wie in Abbildung 88 ersichtlich ist. Der Rückgang ist absolut und relativ am höchsten für CO₂-Emissionen in der *Konventionellen-Welt* ❷, diese sinken um rd. 119 Mio. t bzw. 38% im Vergleich zum Basisdatensatz. Relativ gering ist das Reduktionspotenzial hingegen in der *Grünen-Welt* ❹, hier können durch die Nachfragereduktion rd. 8 Mio. t bzw. 9% an CO₂-Emissionen vermieden werden.

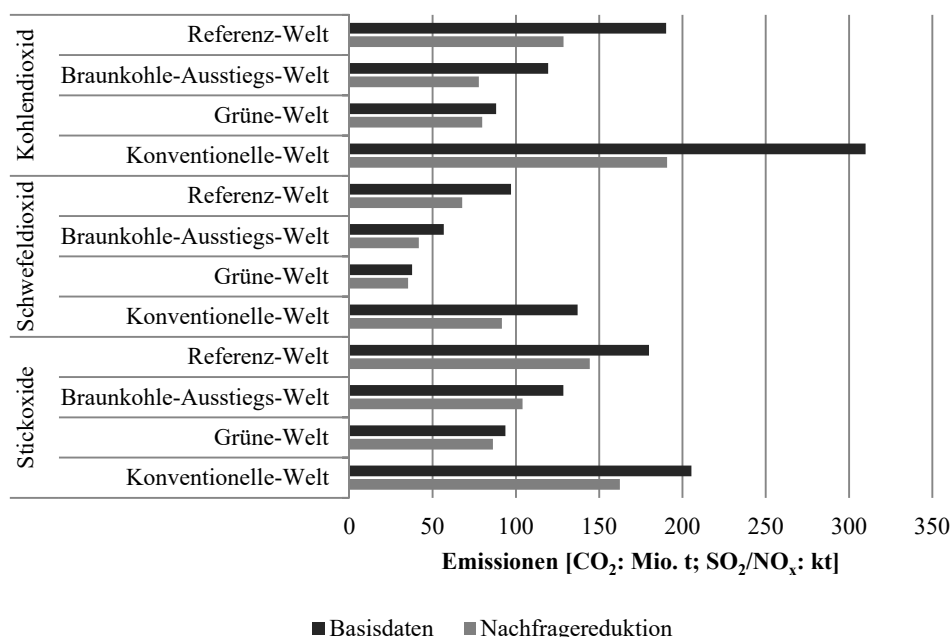


Abbildung 88: Vergleich der Emissionen in 2030 bei Nachfragereduktion

Hinsichtlich der Preisentwicklung für Endkunden treten durch die Nachfragereduktion mehrere Effekte auf, die in Tabelle 65 dargestellt sind und nachfolgend erläutert werden. Zunächst lässt sich feststellen, dass die Großhandelspreise durch die reduzierte Nachfrage in allen Szenariowelten sinken, lediglich in der *Konventionellen-Welt* ④ ist der Rückgang mit 1% relativ gering.²⁶³

Tabelle 65: Entwicklung der Strompreise in 2030 bei Nachfragereduktion

Bestandteile [€ ₂₀₁₂ /MWh _{el} (Veränderung zum Basisdatensatz)]	2030			
	① Referenz- Welt	② BK-Aus.- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv.- Welt
Großhandelspreis	25,6 (-31%)	34,2 (-32%)	32,2 (-20%)	37,3 (-1%)
EEG-Umlage	62,1 (55%)	55,2 (64%)	62,3 (0%)	32,5 (32%)
Haushaltskundenpreis	273,8 (6%)	276,1 (4%)	282,0 (-4%)	243,5 (4%)
Industriekundenpreis	144,9 (12%)	147,2 (7%)	153,1 (-7%)	114,6 (10%)

²⁶³ Dies ist darauf zurückzuführen, dass sowohl bei Nachfragereduktion als auch im Basisdatensatz ähnliche Kraftwerke preissetzend sind. Im Basisdatensatz wird dies bei höherer Nachfrage durch den Kraftwerkszubau ermöglicht, welcher bei Nachfragereduktion in der *Konventionellen-Welt* ④ nicht erfolgt.

Gleichzeitig kann eine zum Teil deutliche Zunahme der EEG-Umlage festgestellt werden. Einen EEG-umlageerhöhenden Effekt hat die Nachfragereduktion zunächst dadurch, dass die Menge des umlagerelevanten Letztverbrauchs sinkt. Zusätzlich bewirkt ein Rückgang des Großhandelspreises eine Erhöhung der EEG-Differenzkosten und somit der auf die Verbraucher umzulegenden Summe. In der *Referenz-Welt ❶* zeigt eine isolierte Betrachtung des Effekts aus der Reduzierung des Großhandelspreises, dass allein dieser zu einer Erhöhung der EEG-Umlage um 18% führt. Wird der Effekt aus der Verringerung der umzulegenden Letztverbrauchsmengen isoliert betrachtet, ergibt sich ein Umlagenanstieg um 31%. In der Kombination verstärken sich die Effekte sogar, was zu einer deutlichen Erhöhung der EEG-Umlage in der *Referenz-Welt ❶*, der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt ❷* und der *Konventionellen-Welt ❹* führt, da hier gleichzeitig der Anlagenzubau von Erneuerbaren Energien im Vergleich zum Basisdatensatz konstant ist. Hingegen ist die EEG-Umlage in der *Grünen-Welt ❸* stabil, da die beschriebenen Effekte durch einen reduzierten Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgeglichen werden.

Insgesamt führt die Nachfragereduktion mit Ausnahme der *Grünen-Welt ❸* durch eine steigende EEG-Umlage so zu einer Erhöhung der Endkundenpreise insbesondere durch die niedrigeren umlagerelevanten Strommengen in den Szenariowelten.²⁶⁴ In der *Grünen-Welt ❸* führt die Reduktion des Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Kombination mit einem sinkenden Großhandelspreis dagegen zu einer Reduzierung des Haushaltskundenpreises um 4% bzw. des Industriekundenpreises um 7%.

10.4.5 Vergleich der Sensitivitätsanalysen

Zur abschließenden Beurteilung der Stabilität der Ergebnisse der Szenariorechnungen werden die durchgeführten Sensitivitätsanalysen vergleichend gegenübergestellt. Speziell wird auf CO₂-Emissionen, Großhandels- sowie Haushaltskundenpreis eingegangen.

In Tabelle 66 wird hierzu zunächst ein Überblick über die Entwicklung der CO₂-Emissionen für 2030 sowohl für den Basisdatensatz als auch für die Szenarien der Sensitivitätsanalyse im Vergleich zum Basisjahr 2012 (298 Mio. t) gegeben. Aus der Gegenüberstellung geht hervor, dass der größte Einfluss auf die Emissionen durch eine Nachfragereduktion hervorgerufen wird. Inwiefern eine Nachfragereduktion im

²⁶⁴ Analog zur Analyse der Auswirkungen zur Elektromobilität ist zu beachten, dass die veränderte Nachfragestruktur nicht bei den sonstigen Kostenbestandteilen der Endkundenpreise berücksichtigt wird. Im konkreten Fall würde sich durch die Nachfragereduzierung ein zusätzlicher, preisstiegender Effekt in allen Szenariowelten ergeben.

angenommenen Umfang möglich ist, kann jedoch kritisch hinterfragt werden (vgl. 7.4.5.2).

Tabelle 66: Vergleich der CO₂-Emissionen in den Sensitivitätsanalysen in Relation zum Basisjahr

[%]	2030			
	➊ Referenz- Welt	➋ BK-Aus- Welt	➌ Grüne- Welt	➍ Konv.- Welt
Basisdaten	64%	40%	30%	104%
MSR	51%	29%	22%	66%
RP Plus 50%	78%	47%	30%	119%
RP Minus 50%	60%	35%	29%	73%
EE Kosten Plus 20%	64%	40%	30%	104%
EE Kosten Minus 20%	64%	40%	30%	104%
Flexibilitätsoptionen	63%	39%	29%	104%
Elektromobilität	68%	44%	30%	109%
Nachfragereduktion	43%	26%	27%	64%
Minimum	43%	26%	22%	64%
Maximum	78%	47%	30%	119%

Die zweithöchste Emissionsminderung ist im Falle der Umsetzung der *MSR* zu beobachten, also einer CO₂-Preissteigerung. Da der *MSR* derzeit aktuell auf europäischer Ebene diskutiert wird, ist eine künftige Preiserhöhung der CO₂-Zertifikate ein realitätsnahes Szenario, was daher bei der Wahl einer präferierten Szenariowelt in der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden sollte. Eine emissionserhöhende Wirkung in Deutschland kann einerseits bei steigenden Rohstoffpreisen und andererseits bei einer steigenden Nachfrage durch Elektromobilität erwartet werden. Insgesamt kann jedoch im Rahmen der Sensitivitätsanalyse keine systematische Veränderung der Rangfolge hinsichtlich der Emissionen zwischen den Szenariowelten festgestellt werden – das bedeutet konkret, dass die *Konventionelle-Welt* ➍ jeweils die höchsten, die *Referenz-Welt* ➊ die zweithöchsten, die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ➋ die zweitniedrigsten und die *Grüne-Welt* ➌ die niedrigsten Emissionen aufweist.²⁶⁵

²⁶⁵ Eine Ausnahme stellt die Sensitivitätsanalyse zur *Nachfragereduktion* dar. Der Tausch der Rangfolge zwischen *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ➋ und *Grüner-Welt* ➌ ist jedoch auf die spezifische Szenariokonfiguration zurückzuführen, welche einerseits absolute Installationen in Erneuerbare-Energien-Anlagen und andererseits relative Ziele vorgibt.

Tabelle 67: Vergleich der Großhandelspreise in den Sensitivitätsanalysen in Relation zum Basisjahr

[%]	2030			
	① Referenz- Welt	② BK-Aus.- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv. - Welt
Basisdaten	89%	120%	96%	90%
MSR	130%	149%	126%	154%
RP Plus 50%	89%	144%	132%	90%
RP Minus 50%	62%	82%	61%	79%
EE Kosten Plus 20%	89%	120%	94%	90%
EE Kosten Minus 20%	89%	120%	98%	90%
Flexibilitätsoptionen	89%	119%	93%	90%
Elektromobilität	90%	120%	100%	90%
Nachfragereduktion	61%	82%	77%	89%
Minimum	61%	82%	61%	79%
Maximum	130%	149%	132%	154%

Im nächsten Schritt werden die Veränderungen des Großhandelspreises in den Sensitivitätsszenarien im Vergleich zum Basisjahr 2012 (41,7 €/MWh_{el}) betrachtet. Dies ist für das Jahr 2030 in Tabelle 67 dargestellt. Den stärksten Einfluss auf den Großhandelspreis haben höhere CO₂-Preise (*MSR*). Daneben führt auch eine Zunahme der Rohstoffpreise zu einem deutlichen Anstieg des Großhandelspreises. Dies betrifft allerdings lediglich die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② und die *Grünen-Welt* ③, da dort höhere Preise von Importrohstoffen (insbesondere Erdgas und Steinkohle) nicht durch die vergleichsweise günstige Stromproduktion aus Braunkohle kompensiert werden können. Preisreduzierend wirkt sich hingegen im Vergleich zum Basisdatensatz neben der Verringerung der Rohstoffpreise in erster Linie die Nachfragereduktion aus.

Auffallend ist bei der Betrachtung der Großhandelspreise in den Sensitivitätsanalysen, dass Verschiebungen bei der Rangfolge der Szenariowelten stattfinden: So kann sich in Bezug auf den Großhandelspreis die *Konventionellen-Welt* ④ bei hohen CO₂-Zertifikatspreisen (*MSR*) zur teuersten Alternative entwickeln. Umgekehrt sinkt bei fallenden Rohstoffpreisen der Großhandelspreis in der *Grünen-Welt* ③ auf den niedrigsten Wert im Vergleich zu den anderen Szenariowelten.

Tabelle 68: Vergleich des Haushaltsstrompreises (brutto) in den Sensitivitätsanalysen in Relation zum Basisjahr

[%]	2030			
	① Referenz- Welt	② BK-Aus.- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv.- Welt
Basisdaten	99%	102%	113%	89%
MSR	102%	104%	113%	98%
RP Plus 50%	99%	104%	114%	90%
RP Minus 50%	96%	99%	112%	88%
EE Kosten Plus 20%	101%	105%	118%	90%
EE Kosten Minus 20%	96%	100%	108%	89%
Flexibilitätsoptionen	99%	102%	112%	89%
Elektromobilität	96%	101%	112%	89%
Nachfragereduktion	105%	106%	108%	93%
Minimum	96%	99%	108%	88%
Maximum	105%	106%	118%	98%

Da die Preisentwicklung für Endkunden nicht nur vom Großhandelspreis getrieben wird, werden zuletzt die Veränderungen der Haushaltsstrompreise in den Sensitivitätsanalysen im Vergleich zum Basisjahr 2012 (260,5 €/MWh_{el}) betrachtet (siehe Tabelle 68). Wie bereits bei der Analyse der Ergebnisse für den Basisdatensatz fällt auch hier auf, dass der Haushaltsstrompreis weniger sensitiv auf Veränderungen reagiert als der Großhandelspreis. So bleibt die Rangfolge der Szenariowelten in allen durchgeführten Sensitivitätsanalysen bestehen. Auffallend ist jedoch, dass die einzelnen Szenariowelten zum Teil recht unterschiedlich auf Veränderungen der Rahmenparameter reagieren: Dies zeigt sich beispielsweise bei hohen CO₂-Preisen, welche zu einer starken Preissteigerung in der *Konventionellen-Welt* ④ führen, während die anderen Szenariowelten nur in geringem Umfang reagieren. Die *Grüne-Welt* ③ wird hingegen insbesondere von der Entwicklung der Kosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen beeinflusst, während die *Konventionellen-Welt* ④ kaum auf Veränderungen des Parameters reagiert.

Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, inwiefern die Ergebnisse in den Szenariowelten auf abweichende Rahmenparameter reagieren bzw. stabil sind. Hierbei sind zum Teil deutliche Abweichungen zwischen den Szenariowelten bei den einzelnen Sensitivitätsanalysen aufgetreten, z. B. in der *Konventionellen-Welt* ④ bei Einführung einer CO₂-zertifikatspreiserhöhenden MSR, dessen Umsetzung aktuell auf europäischer Ebene vorangetrieben wird. Dennoch bleibt die Rangfolge zwischen den Szenariowelten

hinsichtlich der Emissionen und der Endkundenpreise in den Sensitivitätsanalysen weitgehend erhalten. Für das weitere Vorgehen sollten insbesondere bei der Beurteilung der Zahlungsbereitschaft Ausreißer in den Sensitivitätsanalysen berücksichtigt werden, da auch Preisspitzen in einzelnen Jahren zu Akzeptanzproblemen führen könnten.

10.5 Einordnung energiewirtschaftlicher Zusammenhänge

Auf Basis der Analyse der Szenariowelten sowie der Sensitivitätsanalyse, die in erster Linie die Grundlage für die in den nachfolgenden Kapiteln angestrebte Analyse gesellschaftlicher Barrieren darstellt, werden zusätzlich energiewirtschaftliche Zusammenhänge deutlich, die in der Energiepolitik Beachtung finden sollten. Im Rahmen dieses Abschnittes sollen als Nebenprodukt der Analyse einige dieser Zusammenhänge aufgegriffen werden, um Handlungsempfehlungen für die zukünftige Gestaltung der Energiepolitik abzuleiten.

Interessant ist zunächst die Entwicklung der EEG-Umlage, welche nach 2020 (mit Ausnahme der *Grüne-Welt* ⑤) sinkt. Hierfür ist in erster Linie das Ende der Förderdauer von Altanlagen verantwortlich, deren Förderkosten (insbesondere von PV-Anlagen) überproportional hoch waren. Vor dem Hintergrund der langfristigen Wirkung der Förderung sollte daher konsequenterweise auf möglichst kosteneffiziente Technologien gesetzt werden. Kritisch kann in diesem Zusammenhang die zukünftig steigende Rolle der Wind-Offshore-Technologie gesehen werden, die im Vergleich zu den anderen Technologien hohe Förderkosten und Netzausbauaufwendungen (vgl. Abschnitt 9.2) aufweist (Möst et al. 2013a).

Bei der Analyse und insbesondere in den Sensitivitätsanalysen wird zudem deutlich, dass die EEG-Umlage bei gleicher Erzeugung und Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch Effekte, die auf den Großhandelspreis einwirken, stark beeinflusst wird. Von Verbrauchern und im medialen Umfeld wird in der Regel jedoch einzig der EEG-Umlage sowie den EEG-Differenzkosten Beachtung geschenkt (z. B. Meyer und Burger 2014). Daher könnten Eingriffe in den Markt, welche zu höheren Großhandelspreisen führen, z. B. die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten, wie Kern- und Braunkohlekraftwerken, oder die Umsetzung von höheren CO₂-Preisen, opportun sein, um die Bevölkerungsakzeptanz von Erneuerbaren Energien und deren Förderung zu erhalten – auch wenn dies einer Verschleierung der tatsächlichen Förderkosten gleichkommt.

In diesem Zusammenhang sind auch Maßnahmen zu beleuchten, die zu einer Senkung des Großhandelspreises beitragen und somit zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führen. Eine Zunahme konnte besonders im Rahmen einer angestrebten Nachfragereduktion festgestellt werden: Hier führt neben der Reduktion des Großhandelspreises auch die

Verteilung der Umlage auf einen kleineren Kreis zu einem deutlichen Anstieg der EEG-Umlage und so insgesamt zu höheren Endkundenpreisen. Derselbe Effekt ist auch zu erwarten, wenn eine hinreichend große Zahl von Endkunden eine Eigenversorgung anstrebt, welche unter Beachtung von haushaltsüblichen Grenzen nach § 61 Abs. 2 EEG für die nächsten 20 Jahre umlagebefreit ist. In der Konsequenz ist es von Bedeutung, Maßnahmen, welche zu einer Nachfragereduktion im Gesamtsystem und so zu sinkenden Großhandelspreisen führen, auch vor damit einhergehenden steigenden Endkundenpreisen zu betrachten.

Derzeit steht die Befürchtung vieler Marktteilnehmer im Raum, dass das aktuelle Marktdesign nicht in der Lage ist, um in Zukunft ausreichend flexible Kraftwerkskapazitäten bereitzustellen (BMWi 2015e). Inwiefern dies zutrifft, kann aus den Modellergebnissen nicht abgeleitet werden, da das angenommene Marktverständnis Preisspitzen unterstellt, die zu einer ausreichenden Finanzierung von Kraftwerksneubauten führen, falls diese zur Deckung der Last benötigt werden. Die Szenarioergebnisse geben jedoch einen Einblick darin, wie der künftige Bedarf an inländischen Kraftwerken reduziert werden kann. So wird in den Modellrechnungen zunächst deutlich, dass die deutsche Spitzenlast auch mit einem im Vergleich zu heute reduzierten konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden kann, was den Ausbau von Erneuerbaren Energien sowie die Nutzung von Kapazitäten im Ausland bedingt. Dies setzt voraus, dass die Kraftwerke und Interkonnektoren im Ausland im entsprechenden Umfang zur Verfügung stehen. Insgesamt muss hierzu ein grenzüberschreitendes Verständnis von Versorgungssicherheit entwickelt werden (Strunz et al. 2015), welches gegebenenfalls eine Erweiterung von internationalen Vereinbarungen notwendig macht. Die gemeinsame Erklärungen der zwölf „Elektrizitätsnachbarn“ Deutschlands sowie der Versorgungssicherheitsbericht des Pentalateralen Forums können in diesem Zusammenhang als erste Schritte zu einer Europäisierung der Betrachtung der Versorgungssicherheit gesehen werden (BMWi 2015f). Weiter konnte im Rahmen der Sensitivitätsanalysen gezeigt werden, dass beispielsweise durch die Nutzung des Flexibilitätspotenzials von Elektromobilität oder durch eine Nachfragereduktion der Umfang an Kraftwerksneubauten gesenkt werden kann. Insbesondere das aktive Bewirtschaften des Flexibilitätspotenzials von Elektrofahrzeugen scheint eine interessante Option zu sein, da davon ausgegangen werden kann, dass dies im Vergleich zum Neubau von Spitzenlastkraftwerken sowie automatisierten Demand-Side-Management-Maßnahmen im Haushalt mit geringen zusätzlichen Investitionen verbunden ist (Kempton und Tomić 2004).²⁶⁶ Sofern sollten von politischer Seite

²⁶⁶ Das Potenzial von Elektroautos zur Spitzenlastbereitstellung wurde frühzeitig von Kempton und Letendre (1997) für die USA aufgezeigt.

Rahmenbedingungen geschaffen werden, welche die Nutzbarmachung des Potenzials ermöglichen.

Bei allen aufgezeigten energiewirtschaftlichen Zusammenhängen wird deutlich, dass energiepolitische Maßnahmen häufig komplexe Auswirkungen haben. So kann eine aus ökonomischer Systembetrachtung zunächst sinnvolle Maßnahme durchaus Probleme auf gesellschaftlicher Ebene hervorrufen, wie die Zunahme von Endkundenpreisen bei der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen. Dies betont zusätzlich die Notwendigkeit gesellschaftliche Aspekte möglichst umfangreich in die Bewertung von energiepolitischen Maßnahmen aufzunehmen, um mögliche Barrieren für die Akzeptanz identifizieren zu können.

11

GESELLSCHAFTLICHE BARRIEREN DER TRANSFORMATIONSPFADE

Mit diesem Kapitel beginnt der letzte inhaltliche Teilbereich der Arbeit, in dessen Rahmen die im vorherigen Teilbereich entwickelten Energietransformationspfade *ex post* hinsichtlich gesellschaftlicher Barrieren untersucht werden sollen. Hierzu wird ein zweistufiger Ansatz verfolgt. Im ersten Abschnitt werden die Szenariowelten im Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz untersucht, um eine aus Bevölkerungsperspektive präferierte Szenariowelt zu identifizieren. Diese Szenariowelt wird im daran anschließenden Abschnitt hinsichtlich der politischen Durchsetzbarkeit analysiert, um mögliche rechtliche und politische Barrieren zu identifizieren, die einer Umsetzung entgegenstehen können.

11.1 Gesellschaftliche Akzeptanz der Transformationspfade

Im Rahmen dieses Abschnitts werden die Ergebnisse der Szenariorechnungen hinsichtlich der gesellschaftlichen Akzeptanz untersucht. Als Bewertungsmaßstab werden dazu die Resultate der deutschlandweiten Bevölkerungsbefragung herangezogen, welche in Kapitel 4 ausführlich dargestellt sind. Bei der Bewertung der Szenariowelten werden diejenigen Aspekte in den Vordergrund gestellt, welche aufgrund ihrer hohen Gewichtung durch die Bevölkerung in der zweiten Befragung berücksichtigt worden sind. Die Analyse der Szenariowelten wird im Folgenden in zwei Schritten durchgeführt: Zunächst wird auf Basis der qualitativ erfassten Akzeptanzfaktoren eine Reihenfolge der Bevölkerungspräferenz bestimmt. Im zweiten Schritt werden die Ergebnisse der Szenariowelten in Bezug zur geäußerten Zahlungsbereitschaft der Haushalte gesetzt, um mögliche Barrieren der Bevölkerungsakzeptanz zu ermitteln. Als Bewertungskriterium wird jeweils der Median der Befragungsergebnisse herangezogen, da dieser im Vergleich zum arithmetischen Mittel als robuster gilt. Zudem kann der Median als Bewertungsmaßstab für nutzenmaximierende politische Entscheidungen betrachtet werden (Bell et al. 2009; Aldy et al. 2012).²⁶⁷ Am Ende des Kapitels werden die aus dieser Bewertung abgeleiteten Ergebnisse diskutiert.

²⁶⁷ Dies folgt grundsätzlich dem Medianwähler-Ansatz (Black 1948). Hinterfragt wird die Gültigkeit des Ansatzes bei Entscheidungen mit mehr als einer Ausprägung (Caplin und Nelsbuff 1991), wie sie auch bei den Präferenzen vorliegen. Aufgrund der Homogenität der vorliegenden Präferenzen kann dies jedoch als unkritisch betrachtet werden.

11.1.1 Bewertung mit qualitativen Akzeptanzfaktoren

Zur qualitativen Bewertung der Szenariowelten werden die Ergebnisse der Szenario-rechnungen dahingehend untersucht, ob sie den Bevölkerungspräferenzen auf Basis der durchgeführten Umfragen entsprechen (siehe Abschnitt 4.2.4.2). Wie bereits erwähnt wird als Kriterium für die Bevölkerungspräferenz der Median der Befragungsergebnisse herangezogen. Die Erfüllung des Wunsches nach einer *starken Reduktion* (von Emissionen) wird angenommen, sofern die Reduktion in den Szenariowelten bis 2030 mindestens 50% beträgt.²⁶⁸ Ein *starker Ausbau* von Erneuerbaren Energien wird bei einer Verdopplung des Erneuerbare-Energien-Anteils am Nettostromverbrauch bis 2030 als umgesetzt betrachtet.

Tabelle 69: Qualitative Bewertung der Szenariowelten auf Basis der Bevölkerungspräferenzen

Akzeptanzfaktor/Ausprägung	Bevölkerung (Median)	2030			
		① Referenz- Welt	② BK-Aus.- Welt	③ Grüne- Welt	④ Konv. - Welt
Lokal wirkende Emissionen					
SO ₂ zu 2012 [%]	Stark senken	61% (×)	44% ✓	32% ✓	70% ×
Global wirkende Emissionen					
CO ₂ zu 2012[%]	Stark senken	64% (×)	40% ✓	30% ✓	104% ×
Rohstoffverfügbarkeit					
Anteil EE am NSV zu 2012 [%]	Stark ausbauen	236% ✓	236% ✓	300% ✓	97% ×
Braunkohlenutzung	Ausstieg	Nein ×	Ja ✓	Ja ✓	Nein ×
Risikopotenzial					
Kernenergienutzung	Ausstieg	Ja ✓	Ja ✓	Ja ✓	Nein ×

Legende

- ✓: Bevölkerungspräferenz im Basisdatensatz und in den Sensitivitätsanalysen erfüllt.
- (✓): Bevölkerungspräferenz im Basisdatensatz, aber nicht in allen Sensitivitätsanalysen erfüllt.
- ×: Bevölkerungspräferenz weder im Basisdatensatz noch in den Sensitivitätsanalysen erfüllt.
- (×): Bevölkerungspräferenz nicht im Basisdatensatz, aber in einzelnen Sensitivitätsanalysen erfüllt.

²⁶⁸ Die Festlegung eines Wertes hinsichtlich einer starken Reduktion stellt eine Annahme dar. Zu beachten ist, dass sich die Ergebnisse der Bewertung innerhalb der Bandbreite zwischen 39% bis 56% nicht verändern würden und daher als relativ stabil betrachtet werden können.

Die aus diesen Kriterien abgeleitete Bewertung der Erfüllung von Bevölkerungspräferenzen ist in Tabelle 69 für die vier Szenariowelten unter Berücksichtigung der Sensitivitätsanalysen dargestellt. Hieraus geht hervor, dass die *Konventionelle-Welt* ④ keine der Bewertungskriterien erfüllt, was auch für alle durchgeführten Sensitivitätsanalysen gilt. Ein Teil der angelegten Kriterien wird hingegen in der *Referenz-Welt* ① erfüllt: So entspricht sowohl der Kernenergieausstieg als auch der Ausbau von Erneuerbaren Energien den Bevölkerungspräferenzen. Eine starke Emissionsreduktion wird jedoch weder in Bezug auf lokal noch auf global wirkenden Emissionen im Rahmen der Basisdaten erreicht. In der Sensitivitätsanalyse wird jedoch für die *Referenz-Welt* ① gezeigt, dass bei einer deutlichen Nachfragereduktion bis 2030 eine starke Reduktion beider Emissionsarten möglich ist. Annähernd kann eine starke Emissionsreduktion auch durch höhere CO₂-Preise (bei Umsetzung der *MSR*) erreicht werden. Die Bevölkerungspräferenz eines Braunkohleausstiegs wird jedoch in der *Referenz-Welt* ① nicht umgesetzt.

Per Definition wird hingegen der in der Bevölkerungsbefragung geäußerte Wunsch nach einem Ende der Braunkohleverstromung in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② sowie in der *Grünen-Welt* ③ berücksichtigt. Daneben werden in beiden Szenariowelten auch alle anderen hier geprüften Bevölkerungspräferenzen erfüllt – dies gilt sowohl für den Basisdatensatz als auch für die Sensitivitätsanalysen. Grundsätzlich kann eine noch höhere Präferenz Erfüllung für die *Grüne-Welt* ③ angenommen werden, da deutlichere Emissionsreduktionen sowie ein noch stärkerer Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen umgesetzt wird.

Auf Basis der qualitativen Befragungsergebnisse ergibt sich daher für die Szenariowelten folgende Rangfolge: Bevorzugt wird die *Grünen-Welt* ③ vor der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ②. Danach folgt die *Referenz-Welt* ①, in welcher durch zusätzliche politische Maßnahmen, die beispielsweise zu einer Erhöhung der CO₂-Zertifikatspreise führen, ein Großteil der Bevölkerungspräferenzen erfüllt werden kann. Auf der letzten Position ist die *Konventionelle-Welt* ④ einzuordnen.

11.1.2 Bewertung der Strompreise und der Zahlungsbereitschaft

Basierend auf den qualitativen Bewertungen der Bevölkerungsbefragung konnte eine Reihenfolge der Bevölkerungspräferenz ermittelt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass insbesondere finanzielle Zusatzbelastungen zu einer Ablehnung bestimmter Szenariowelten und den damit verbunden Transformationspfaden führen können. Daher wird im Folgenden die relative Veränderung des Haushaltsstrompreises mit dem Median der zusätzlichen Zahlungsbereitschaften verglichen (vgl. Abschnitt 4.2.5.2). Die relativen Zusatzbelastungen für Haushaltskunden auf Grundlage des Basisdatensatzes sowie

Minima und Maxima in den Sensitivitätsrechnungen in 2030 sind dazu im Vergleich zu 2012 in Abbildung 89 dargestellt. Diese sind dem Median der Zahlungsbereitschaft sowie dem korrigierten Median der Zahlungsbereitschaft gegenübergestellt. Der korrigierte Median der Zahlungsbereitschaft wird verwendet, da die Messung von Zahlungsbereitschaften mittels Umfragemethoden, wie in Abschnitt 4.3 dargestellt, in der Regel zu einer Überschätzung der tatsächlichen Zahlungsbereitschaft führt (hypothetische Verzerrung). Im Rahmen dieser Analyse wird daher die ermittelte Zahlungsbereitschaft um zwei Drittel reduziert, was auf konservativer Basis dem oberen Rand von typischen Überschätzungen in Umfragen entspricht (Loomis 2011).

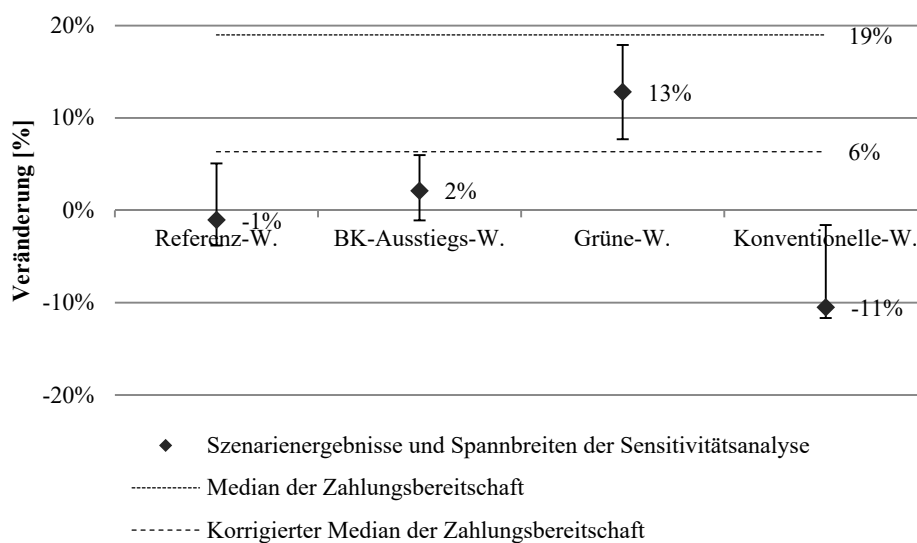


Abbildung 89: Vergleich der relativen Veränderung des Haushaltsstrompreises in den Szenariorechnungen in 2030 mit der Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung

Aus Abbildung 89 geht zunächst hervor, dass der ursprünglich in den Umfragen ermittelte Median der Zahlungsbereitschaft in Höhe von 19% jeweils über den zusätzlichen Mehraufwendungen in allen Szenariowelten und den Extrema in den Sensitivitätsanalysen liegt. Wird zum Vergleich jedoch der korrigierte Median der Zahlungsbereitschaft von 6% herangezogen, ergibt sich ein verändertes Bild: Nun übersteigen die relativen Mehrausgaben in der *Grünen-Welt* ③ die korrigierte Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung deutlich – selbst im günstigsten Fall aller durchgeführten Sensitivitätsanalysen. Unter der Annahme, dass alle Befragten die Zahlungsbereitschaft um den Faktor drei überschätzt haben, kann ermittelt werden (vgl. Abbildung 22), dass lediglich 24% der Befragten dazu bereit wären, die entstehenden Mehraufwendungen in der *Grünen-Welt* ③ zu akzeptieren (auf Grundlage der Basisszenariodaten). Daher ist hinsichtlich der *Grünen-Welt* ③ zu befürchten, dass diese aus Bevölkerungsperspektive

auf gesellschaftlichen Widerstand stößt, selbst wenn diese aus der qualitativen Betrachtung der Szenariowelten zunächst als Präferenzvariante hervorging.

In der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* liegen die relativen Mehraufwendungen eines Haushalts hingegen auch bei Berücksichtigung des Korrekturfaktors unter der Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung, was auf den im Vergleich zur *Grünen-Welt 3* geringeren Anteil Erneuerbarer Energien und den damit verbundenen Kosten zurückzuführen ist. Bei Anwendung des Korrekturfaktors auf die gesamte Stichprobe zeigt sich für die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2*, dass 73% der Bevölkerung dazu bereit sind, die resultierenden Mehraufwendungen für einen Haushalt zu akzeptieren. In der Folge kann davon ausgegangen werden, dass die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* sowohl auf Basis der qualitativen Bevölkerungspräferenz als auch auf Basis der Mehrkosten durch die Bevölkerung akzeptiert werden würde.

Daneben stellt die Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung sowohl für die *Referenz-Welt 1* als auch die *Konventionelle-Welt 4* keine kritische Größe dar. Jedoch werden in der *Referenz-Welt 1* nicht alle qualitativen Bevölkerungspräferenzen erfüllt und die *Konventionelle-Welt 4* steht den Bevölkerungspräferenzen sogar weitgehend entgegen. Aus der Gegenüberstellung der Ergebnisse der Szenariorechnungen mit den aus den Umfrageergebnissen ermittelten Bevölkerungspräferenzen sowie den Grenzen der Zahlungsbereitschaft geht folglich hervor, dass die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* die bevorzugte Variante aus Bevölkerungssicht ist.

11.1.3 Kritische Einordnung der Ergebnisse

Aus der auf den Umfrageergebnissen basierenden Bewertung der Szenarioergebnisse konnte das Ergebnis ermittelt werden, dass die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* gegenüber den anderen Szenariowelten die Präferenzvariante ist. Im Rahmen dieses Abschnittes sollen mögliche Einschränkungen hinsichtlich dieses Ergebnisses dargestellt werden.

Im Rahmen der Einordnung ist zunächst darauf hinzuweisen, dass die Bewertung aus Bevölkerungsperspektive auf wenige ausgewählte Akzeptanzfaktoren beschränkt ist. Der Grund hierfür sind Einschränkungen hinsichtlich der Komplexität von telefonischen Befragungen, wodurch eine Beschränkung auf eine Auswahl von Akzeptanzfaktoren nötig ist.²⁶⁹ Werden weitere Akzeptanzfaktoren berücksichtigt, könnte sich daher eine Veränderung der Präferenz einstellen. Zudem werden in der vorgenommenen Ex-post-Analyse der gesellschaftlichen Akzeptanz die untersuchten Bewertungsfaktoren jeweils einzeln nach der Erfüllung betrachtet. Andere multikriterielle Entscheidungsverfahren,

²⁶⁹ Die Erhebung über Telefonbefragungen hat andere Vorteile, wie die Möglichkeit mit vergleichsweise geringem Aufwand repräsentative Ergebnisse für die Bevölkerung in Deutschland zu erzielen (vgl. Abschnitt 4.1.1)

die in Abschnitt 2.3 vorgestellt sind, versuchen z. B. die Faktoren zu gewichten und so miteinander in ein Verhältnis zu setzen. Auf dieses Vorgehen wird hier bewusst verzichtet, da dies in der Regel einen linearen Zusammenhang zwischen den einzelnen Faktoren unterstellt, was in Bezug zu Bevölkerungseinstellungen kritisch zu hinterfragen ist. Um einerseits die Betrachtung weiterer Akzeptanzfaktoren und andererseits die gemeinsame Bewertung dieser zu ermöglichen, sollen die hier ermittelten Ergebnisse daher im Rahmen eines Weblogs einer weiteren Überprüfung unterzogen werden. Dies soll ermöglichen, ein noch genaueres Bild von möglichen Akzeptanzbarrieren bei der Umsetzung eines Transformationspfads zu erhalten. Der Weblog und die resultierenden Ergebnisse werden dazu in Kapitel 12 vorgestellt.

Zusätzlich ist zu beachten, dass eine Veränderung der Präferenzen durch exogene Ereignisse möglich ist. Dies ist in Kapitel 5 ausführlich für die einzelnen Akzeptanzfaktoren diskutiert worden. Demnach kann beispielsweise eine veränderte Konjunkturlage dazu führen, dass bisher nicht in der Analyse berücksichtigte Faktoren in den gesellschaftlichen Fokus geraten und somit die Bewertung der Szenariowelten verändern könnte. Diese Effekte werden zwar nicht durch die Bevölkerung in der Entscheidungsfindung berücksichtigt, könnten aber für langfristig agierende Entscheidungsträger eine Rolle spielen (vgl. Kapitel 5). Die Stabilität der Einstellungen hinsichtlich der Akzeptanzfaktoren sollte daher in zukünftigen Untersuchungen stärker in den Fokus gerückt werden, damit eine Entscheidung mit langfristiger Auswirkung, wie ein Braunkohleausstieg, nicht auf Grundlage kurzlebiger Einstellungen getroffen wird.

11.2 Politische Durchsetzbarkeit der Transformationspfade

Im vorherigen Abschnitt sind die Szenariowelten bereits hinsichtlich der Bevölkerungspräferenzen untersucht worden. Dabei kristallisierte sich die *Braunkohle-Ausstiegswelt* ② als präferierter Transformationspfad heraus. Dennoch können diesem Transformationspfad weitere gesellschaftliche Barrieren im rechtlichen sowie politischen Umfeld entgegenstehen, die letztlich eine Umsetzung verhindern. Zielsetzung dieses Abschnittes ist es daher, solche Barrieren zu identifizieren sowie den Spielraum für potentielle Veränderungen aufzuzeigen. Um dies zu erreichen, werden in einem ersten Schritt die Maßnahmen beschrieben, die zur Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegswelt* ② notwendig sind. Daraufhin werden diese Maßnahmen auf Basis des bereits in Abschnitt 3.1.1 vorgestellten Analyserahmens auf *Rechtliche Umsetzbarkeit* sowie auf *Politische Machbarkeit* analysiert.²⁷⁰ Die im Folgenden vorgestellte Untersuchung

²⁷⁰ Abweichend zum Analyserahmen in Abschnitt 3.1.1 wird eine explizite Analyse der *Politischen Nachhaltigkeit* nicht vorgenommen, da in der Analyse bereits die *Politische Machbarkeit* als kritische Barriere für den Transformationspfad identifiziert wird.

erhebt nicht den Anspruch den rechtlichen sowie politischen Rahmen vollständig und abschließend darzustellen sowie zu interpretieren. Vielmehr sollen mit der Analyse Problemstellungen identifiziert werden, welche bei der Festlegung auf einen Transformationspfad berücksichtigt und gegebenenfalls detaillierter untersucht werden sollten.

11.2.1 Maßnahmen zur Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2*

Zur Analyse möglicher rechtlicher bzw. politischer Barrieren werden zunächst Maßnahmen identifiziert, die zur Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* durch den Gesetzgeber angestoßen werden müssen. Da die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* grundsätzlich auf der *Referenz-Welt 1* basiert, welche weitestgehend den Status quo der aktuellen Energiepolitik darstellt, wird davon ausgegangen, dass in der *Referenz-Welt 1* keine tiefgreifenden Anpassungen am aktuellen Regulierungsrahmen der Strommärkte sowie bei der Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen erforderlich sind.²⁷¹ Die Analyse konzentriert sich folglich auf die Gesetzesinitiativen, die im Speziellen für eine abweichende Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* notwendig sind.

Im Wesentlichen können zwei Maßnahmen zur Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* identifiziert werden: Zum einen umfasst dies eine frühzeitige rechtliche Regelung, die den Zubau von neuen Braunkohlekraftwerken verhindert. Zum anderen ist eine Regelung notwendig, welche den Betrieb von bestehenden Braunkohlekraftwerken nach 2029 untersagt. Möglichkeiten zur konkreten rechtlichen Implementierung dieser Maßnahmen werden nachfolgend skizziert, bevor diese in den darauffolgenden Abschnitten auf *rechtliche Umsetzbarkeit* sowie *politische Machbarkeit* untersucht werden.

11.2.1.1 Verbot neuer Braunkohlekraftwerke

Ein frühzeitiges Verbot neuer Braunkohlekraftwerke ist nach Ekardt und Valentin (2015) als Steuerungsinstrument zur Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* sinnvoll, da somit neue Pfadabhängigkeiten vermieden werden können. Zudem kann das Verbot als erster Schritt mit Signalwirkung für die Einleitung eines späteren, vollständigen Ausstiegs interpretiert werden, was der Verfassungskonformität im Sinne des Vertrauensschutzes zuträglich sein könnte (vgl. Abschnitt 11.2.2.2). Rechtlich könnte ein Verbot neuer Braunkohlekraftwerke durch die Aufnahme von CO₂-Emissionsgrenzwerten in die 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes

²⁷¹ Tatsächlich zeigt sich, dass bspw. die geplanten Ausbaukorridore des EEGs möglicherweise nicht ausreichend sind, um die im Szenarioahmen des NEP anvisierten Ausbaupfade zu realisieren (50Hertz et al. 2014f). Daneben ist ggf. eine Anpassung des Regelungsrahmens zur Anreizung von Kraftwerksinvestitionen notwendig (BMW 2014a). Da dazu nicht zwingend eigenständige Gesetzesinitiativen notwendig sind, werden diese an dieser Stelle nicht weiter behandelt.

(13. BImSchV) umgesetzt werden.²⁷² Entsprechend der vorgenommenen Grenzwertfestlegung würden so Braunkohlekraftwerke nicht mehr genehmigungsfähig (vgl. SRU 2011, Rn. 445). CO₂-Emissionsgrenzwerte sind allerdings bisher in der 13. BImSchV unberücksichtigt, da nach § 5 Abs. 2 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)²⁷³ die Begrenzung der Treibhausgasemissionen von Anlagen im Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes nur zulässig ist, um schädliche Umwelteinwirkungen bzw. Gefahren nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG zu vermeiden. Da davon ausgegangen werden muss, dass sich diese Norm lediglich auf lokal zuordenbare Auswirkungen bezieht und entsprechend nicht auf CO₂-Emissionen anwendbar ist (Wolf 2010), besteht neben der Aufnahme von CO₂-Emissionsgrenzwerte in die 13. BImSchV auch die Notwendigkeit zur Anpassung des § 5 BImSchG. Ein konkreter Umsetzungsvorschlag zur Änderung der 13. BImSchV und des BImSchG findet sich bei Ziehm et al. (2014).

11.2.1.2 Laufzeitbeschränkung bestehender Braunkohlekraftwerke

Die rechtliche Umsetzung der Laufzeitbeschränkung für bestehende Braunkohlekraftwerke kann grundsätzlich analog zu der beschlossenen Laufzeitbeschränkung von Kernkraftwerksanlagen erfolgen. Die zeitliche Maximallaufzeit ist für Kernkraftwerksanlagen in § 7 AtG integriert worden, welcher die Genehmigung von kerntechnischen Anlagen regelt. Das rechtliche Analogon für Braunkohlekraftwerke ist § 4 BImSchG, welcher die Genehmigung von Anlagen mit schädlichen Umweltauswirkungen bestimmt. Entsprechend könnte zur Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* **2** ein Gesetz zur Erweiterung des § 4 BImSchG erlassen werden, um die Berechtigung zum Betrieb von Braunkohlekraftwerken nach 2029 zu entziehen. Dabei ist es auch denkbar, dass das Erlöschen der Betriebserlaubnis an CO₂-Grenzwerte gekoppelt wird.

11.2.2 Rechtliche Umsetzbarkeit der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* **2**

Ziel des ersten Analyseschritts ist es im Folgenden, mögliche rechtliche Schranken aufzuzeigen, die dem Verbot neuer Braunkohlekraftwerke sowie einem Ausstiegsbeschluss für bestehende Braunkohlekraftwerke entgegenstehen. Aus Perspektive des Gesetzgebers auf Bundesebene sind zwei Rechtsebenen zu unterscheiden, welche er nicht unmittelbar verändern kann: Diese sind zum einen die nationale Gesetzgebung in

²⁷² Alternativ wäre bspw. auch die Integration einer Klimaverträglichkeitsprüfung im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) denkbar. Da die Überlegung dazu eine Umsetzung auf Bundesländerebene erfordert (SRU 2011, Rn. 456 ff.), wird diese Option hier nicht weiter betrachtet.

²⁷³ Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge vom 17.05.2014 (BGBl. I S. 1274).

Form des Grundgesetzes und zum anderen der internationale Rechtsrahmen, z. B. EU-Richtlinien, welche jeweils nicht allein durch die Gesetzgebungskompetenz des Bundes verändert werden können.

11.2.2.1 Verbot neuer Braunkohlekraftwerke

Als erstes soll der Frage nachgegangen werden, ob die Berücksichtigung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für Neuanlagen möglicherweise gegen höherrangiges Recht auf nationaler und europäischer Ebene verstoßen könnte. Auf nationaler Ebene scheint die Umsetzung unbedenklich, da nach SRU (2011) nicht davon auszugehen ist, dass die Einführung von CO₂-Grenzwerten für Neuanlagen den verfassungsmäßig zugesicherten Grundrechten entgegensteht, da sich der Schutzraum des Art. 14 Grundgesetz (GG) lediglich auf konkret existierende Eigentumspositionen bezieht, jedoch nicht auf zukünftig mögliche.

Umstritten ist hingegen, ob europarechtliche Vorgaben der Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten entgegenstehen. So hat der europäische Gesetzgeber mit Art. 26 Emissionshandels-Richtlinie 2003/87/EG²⁷⁴ bzw. mit Art. 9 Abs. 1 Industrieemissions-Richtlinie 2010/75/EG²⁷⁵ nationale, ordnungsrechtliche Instrumentarien für CO₂-Emissionen ausgeschlossen (Ziehm 2014),²⁷⁶ um die Effizienz des europäischen Emissionshandelssystems nicht zu gefährden. Sowohl Ziehm (2014) als auch SRU (2011) argumentieren jedoch, dass nationale CO₂-Grenzwerte als Schutzverstärkung des Artikels 193 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)²⁷⁷ zu interpretieren sind, welcher als primärrechtlicher Vertrag höherrangig im Vergleich zum Sekundärrecht (hier den beiden Richtlinien) einzuschätzen ist. Schäuble et al. (2014) sehen hingegen schwer zu rechtfertigende Widersprüche zu den europarechtlichen Vorgaben und zum Kerngedanken des Europäischen Emissionshandelssystems, da durch den Wirkmechanismus des Emissionshandelssystems nationale CO₂-Grenzwerte eben

²⁷⁴ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, ABl. L 275, S. 32 vom 25.10.2003, zuletzt geändert durch Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009, ABl. L 140, S. 63 vom 05.06.2009.

²⁷⁵ Richtlinie 2010/75/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24.11.2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), ABl. L 334, S. 17 vom 17.12.2010.

²⁷⁶ Siehe auch SRU (2011), Rn. 447.

²⁷⁷ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, bekanntgemacht im ABl. EG Nr. C 115, S. 47 vom 9.5.2008. Zuletzt geändert durch die Akte über die Bedingungen des Beitritts der Republik Kroatien und die Anpassungen des Vertrags über die Europäische Union, des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union und des Vertrags zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft (ABl. EU L 112/21 vom 24.4.2012).

keine Reduktion der europäischen Emissionen bewirken (vgl. Bloomberg New Energy Finance 2011). Dieser Argumentation steht allerdings die faktische Umsetzung von CO₂-Grenzwerten bzw. von CO₂-Jahresbudgets durch die britische Regierung entgegen (Chapter 8 des Energy Act 2013²⁷⁸), welche diese bereits gegenüber der Europäischen Kommission entsprechend Art. 193 AEUV notifiziert hat (Ziehm 2014).

Aus der aufgezeigten Diskussion kann für die rechtliche Umsetzbarkeit eines Verbots von neuen Braunkohlekraftwerken über nationale Emissionsgrenzen angenommen werden, dass zunächst aus nationaler, verfassungsrechtlicher Perspektive keine Barrieren entgegenstehen, es jedoch durchaus europarechtliche Bedenken gibt. Es deutet sich zwar an, dass die Bedenken mit höherrangigen europäischem Primärrecht entkräftet werden können, allerdings ist dies nicht abschließend geklärt.

11.2.2.2 Laufzeitbeschränkung bestehender Braunkohlekraftwerke

Zur Identifizierung möglicher verfassungsrechtlicher bzw. europarechtlicher Schranken bei der Umsetzung eines Braunkohleausstiegs wird die Diskussion um den Kernenergieausstieg als Interpretationsquelle genutzt, da dort analoge Rechtspositionen betroffen sind.

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass durch eine Beschränkung der Laufzeit von bestehenden Braunkohlekraftwerken – im Gegensatz zum Verbot neuer Braunkohlekraftwerke – der Schutzraum des Art. 14 GG eröffnet ist (vgl. Ekardt und Valentin 2015). Anders argumentiert hierzu Wallrabenstein (2011) in Bezug zum Atomausstieg: Demnach sei nicht das Eigentumsschutzrecht gemäß Art. 14 GG, sondern die Berufsfreiheit gemäß Art. 12 GG zu prüfen, da es bei dem Entzug der Betriebsgenehmigung nicht um das konkrete Eigentum an einem Grundstück oder einer Anlage gehe. Nach Wallrabenstein (2011) ist die Zuordnung jedoch unerheblich für die Abwägung und das Ergebnis im Rahmen der jeweiligen Verhältnismäßigkeitsprüfung. Dies wird jedoch von Witt (2012) zurückgewiesen, der in der Argumentation von Wallrabenstein (2011) einen Versuch sieht, die Verhältnismäßigkeit leichter begründen zu können.²⁷⁹

Nachfolgend wird in Anlehnung an Ekardt und Valentin (2015) bei der Darstellung der wissenschaftlichen Diskussion lediglich auf einen möglichen Eingriff in den Schutzraum des Art. 14 GG Bezug genommen, auch wenn eine Prüfung hinsichtlich eines Eingriffs in den Schutzraum des Art. 12 GG grundsätzlich möglich erscheint (vgl. auch Däuper et

²⁷⁸ Energy Act 2013 vom 18.12.2013.

²⁷⁹ Dies kann in dem konkreten Fall darauf zurückgeführt werden, dass die rechtlichen Anforderungen an einen Eingriff in die Berufsfreiheit nach Art. 12 GG geringer eingeschätzt werden als in die Eigentumsrechte nach Art. 14 GG (Witt 2012).

al. 2011).²⁸⁰ Bei einem Eingriff in die Eigentumsschutzrechte kann grundsätzlich zwischen einer Inhalts- und Schrankenbestimmung gemäß Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG oder einer Enteignung nach Art. 14 Abs. 3 GG unterschieden werden (Witt 2012). Im Unterschied zur Inhalts- und Schrankenbestimmung sieht die Enteignung stets eine Entschädigung vor und richtet sich zur Erfüllung öffentlicher Aufgaben auf die Entziehung konkreter subjektiver Rechtspositionen (Däuper et al. 2011). Analog zum Atomausstiegsbeschluss wird nachfolgend davon ausgegangen, dass eine Umsetzung der Laufzeitbeschränkung von Braunkohlekraftwerken über eine Inhaltsbestimmung im Sinne des Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG durchgeführt wird,²⁸¹ da dadurch im Rahmen der Verhältnismäßigkeit nicht zwingend eine Entschädigungsverpflichtung folgt. So steht es dem Gesetzgeber frei, eigentumsbeschränkende Maßnahmen, die im öffentlichen Interesse stehen, mit begleitenden kompensatorischen Maßnahmen, z. B. mit Übergangsregeln²⁸², durchzuführen. Voraussetzung ist allerdings, dass unverhältnismäßige Belastungen des Eigentümers vermieden werden sowie der Vertrauensschutz angemessen berücksichtigt wird (Jahndorf und Pichler 2012). Das öffentliche Interesse eines Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung kann dabei nach Ekardt und Valentin (2015) u. a. durch die Vermeidung des Klimawandels begründet werden.²⁸³ So hält Ekardt und Valentin (2015) auch insgesamt eine nachträgliche Laufzeitbeschränkung für Braunkohlekraftwerke mit dem deutschen Verfassungsrecht für vereinbar. Zu beachten ist jedoch, dass sich im Rahmen einer Verhältnismäßigkeitsprüfung eine Verletzung der Wirtschaftsgrundrechte ergeben kann, wenn man zusätzlich den Rechtsgrundsatz des Vertrauensschutzes bemüht (Ekardt 2012). So heißt es beispielsweise im aktuellen Koalitionsvertrag der Regierungsparteien: „die Braunkohle spielt nach wie vor eine bedeutende Rolle für die Wirtschaftsstruktur“ sowie „Die konventionellen Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Gas) als Teil des nationalen Energiemixes sind auf absehbare Zeit unverzichtbar.“ (CDU et al. 2013). Der Sachverhalt eines Braunkohleausstiegs könnte sich daher anders darstellen als im Fall des Ausstiegs aus der Kernenergie-nutzung, bei welcher der Vertrauensschutz bereits „seit langem vielfach durchlöchert“ (Ekardt und Valentin 2015) war. Basierend auf der Diskussion möglicher verfassungsrechtlicher Schranken erscheint zusammenfassend eine Verkürzung der Laufzeit von bestehenden Braunkohlekraftwerken im nationalen Rechtsrahmen umsetzbar. Jedoch

²⁸⁰ Grundsätzlich kann auch der Schutzraum des Gleichheitsgrundsatz Art. 3 GG betroffen sein (Däuper et al. 2011).

²⁸¹ Zur Einordnung des Atomausstiegsbeschlusses siehe Ekardt und Valentin (2015).

²⁸² Zu angemessenen Übergangszeiten siehe Jahndorf und Pichler (2012).

²⁸³ Konkurrierende Belange könnten hier allerdings der Erhalt von Arbeitsplätzen und die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie im Hinblick auf steigende Strompreise sein.

sind neben Übergangsregeln möglicherweise weitere kompensatorische Maßnahmen, z. B. in Form von Entschädigungszahlungen, notwendig.

Aus europarechtlicher Perspektive werden für einen Ausstiegsbeschluss hingegen keine Schranken in der hier betrachteten Literatur diskutiert. Sofern die Umsetzung durch CO₂-Emissionsgrenzwerte durchgeführt wird, sind jedoch die im vorherigen Abschnitt diskutierten Schranken analog zu beachten. Zusätzlich ist es wahrscheinlich, dass sich ausländische Investoren auf den *Energiecharta*-Vertrag berufen, der als internationales Investitionsschutzabkommen fungiert und ausländische Investoren vor Enteignung schützt (Ekdardt und Valentin 2015). Die Relevanz des *Energiecharta*-Vertrags zeigt sich bereits darin, dass sich derzeit der schwedische Energiekonzern Vattenfall auf diesen in einer Schiedsgerichtsklage in Zusammenhang mit dem Atomausstiegsbeschluss stützt (Reinhardt 2014).

Insgesamt hat die Diskussion nationaler und internationaler Schranken hinsichtlich der Laufzeitverkürzung von Braunkohlekraftwerken gezeigt, dass diese grundsätzlich aus rechtlicher Perspektive umsetzbar erscheint, ggf. sind jedoch zusätzliche Entschädigungszahlungen an die Kraftwerksbetreiber notwendig. Falls Entschädigungen bejaht werden, zeigt eine Abschätzung, dass sich diese in der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* in 2030 auf rd. 8,5 Mrd. €₂₀₁₂ summieren können.²⁸⁴ Dieser Wert kann jedoch lediglich als Indikator betrachtet werden, da die tatsächliche Entschädigungssumme im Rahmen eines Verhandlungsprozesses zu bestimmen ist.

11.2.3 Politische Machbarkeit der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2*

Im Anschluss an die Diskussion möglicher rechtlicher Schranken bei der Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* werden im nächsten Schritt mögliche Barrieren aufgezeigt, welche die *politische Machbarkeit* einschränken. Im Kern geht es um die Fragestellung, ob die identifizierten Maßnahmen²⁸⁵ dem energiepolitischen Konsens der derzeitigen Legislative entsprechen bzw. an welcher Stelle Abweichungen zu diesem auftreten. Im Rahmen der nachfolgenden Analyse der politischen Machbarkeit werden die identifizierten Maßnahmen (Verbot neuer Braunkohlekraftwerke sowie Laufzeitbeschränkung bestehender Braunkohlekraftwerke) aggregiert betrachtet, da diese jeweils die gleichen Besitzstandspositionen berühren und somit jeweils identische Akteurspositionen erwartet werden.

²⁸⁴ Die Berechnung basiert auf dem Rentenbarwert der Amortisationszahlungen der in 2030 abzuschaltenden Braunkohlekraftwerke, welche bei einer angenommenen Lebensdauer von 40 Jahren nach 2030 erfolgt wären. Dazu wird eine durchschnittliche Verzinsung von 7,5% und ein Investitionsvolumen von 1,5 Mio €₂₀₁₂/MW_{el} angenommen.

²⁸⁵ Im Rahmen der Analyse der politischen Machbarkeit werden beide identifizierten Maßnahmen aggregiert betrachtet.

Zur Analyse wird eine politikfeldanalytische Heuristik entlang des Vetospielertheorems angewandt.²⁸⁶ Konkreter wird im Rahmen dieses theoretischen Konstrukts der Frage nachgegangen, „wie und inwieweit Vetospieler das konkrete Politikergebnis beeinflussen“ (Dehling 2012). Der herangezogene Ansatz berücksichtigt dazu einen erweiterten Vetospielerbegriff, der nicht nur institutionelle Akteure im Gesetzgebungsprozess (einschließlich Parteien), sondern auch Akteure ohne formaler Vetomacht erfasst, die jedoch eine Entscheidung beeinflussen können und im Folgenden als informelle Vetospieler bezeichnet werden (Walleyo 2010). Zu diesen informellen Vetospielern zählen insbesondere Interessensgruppen, wie Gewerkschaften oder Industrieverbände, die durch ihren Einfluss auf Akteure im Gesetzgebungsprozess indirekt in der Lage sind Vetomacht auszuüben (Kiesow 2015).

Die Analyse des Politikfeldes im Rahmen des Vetospielertheorems wird nachfolgend in drei Schritten durchgeführt. In einem ersten Schritt wird die energiepolitische Position des *Agendasetters* beschrieben, welcher in Deutschland die Bundesregierung bzw. die Regierungskoalition ist (Merkel 2003). Anschließend wird die Position der institutionellen Vetospieler untersucht. Diese Analyse beschränkt sich dabei auf die direkten Vetospieler im deutschen Gesetzgebungsprozess: den Bundestag sowie den Bundesrat.²⁸⁷ Daraufhin werden die Standpunkte der informellen Vetospieler betrachtet, um mögliche Spielräume für die Entwicklung der Positionen der formalen Vetospieler zu erhalten. Zur Durchführung der Analyse der Positionen wird nachfolgend sowohl auf Primär- als auch auf Sekundärquellen zurückgegriffen. Insbesondere werden Parlamentsdrucksachen, Parlamentsdebatten, Parteiprogramme, Studien, die Koalitionsvereinbarung, Interviews, Pressemitteilungen sowie die Presseberichterstattung herangezogen (Kiesow 2015).

11.2.3.1 Regierungskoalition

Insbesondere aus der Koalitionsvereinbarung geht zunächst hervor, dass Braunkohle als bedeutender Faktor der Wirtschaftsstruktur in den *Neuen Ländern* sowie als unverzichtbarer Teil des nationalen Energiemixes gesehen wird, solange keine anderen Möglichkeiten kostengünstig zur Verfügung stehen (CDU et al. 2013). Dieser Konsens der

²⁸⁶ Der ursprüngliche Zweck des Vetospielertheorems von Tsebelis (2002) ist eher im Vergleich von politischen Systemen und deren Reformfähigkeit zu sehen.

²⁸⁷ Weiter kann das Bundesverfassungsgericht als institutioneller Vetospieler interpretiert werden. Mögliche legale Schranken hinsichtlich der Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② sind allerdings bereits diskutiert worden, weshalb auf dieses nicht mehr gesondert eingegangen wird.

Regierungsparteien *CDU*, *CSU* und *SPD* geht grundsätzlich auch aus einer Bundestagsdebatte vom 4. Juli 2014²⁸⁸ zu Anträgen der Partei *Die Linke*²⁸⁹ und *Die Grünen*²⁹⁰ hervor. Dabei fordern *Die Grünen* u. a. CO₂-Emissionsgrenzwerte für Neu- und Bestandskraftwerke und das Verbot zum Aufschluss neuer Braunkohletagebaue, was jeweils den Weiterbetrieb von Braunkohlekraftwerken einschränken würde.²⁹¹ Die Partei *Die Linke* fordert im gestellten Antrage konkret einen Ausstieg aus sämtlicher Kohleverstromung bis 2040.

Damit könnte die Perspektive der Regierungsparteien abschließend behandelt sein, jedoch gab es historisch seitens der *SPD* und in jüngster Vergangenheit innerhalb der Bundesregierung – hier ebenfalls insbesondere aus Reihen der *SPD* – Signale in eine abweichende Richtung. So heißt es beispielsweise im Energieprogramm der *SPD*-Bundestagsfraktion aus 2011: „Hierzu werden über Instrumente, wie des Immissionsschutzgesetzes, die gesetzlichen Anforderungen an die Wirkungsgrade so anzupassen sein, dass Kraftwerke, die nicht dem aktuellen Stand der Technik entsprechen, nachgerüstet oder abgeschaltet werden müssen“²⁹², was durchaus in Bezug zu bestehenden Braunkohlekraftwerken gesehen werden kann. Ende 2014 hat das Bundeskabinett im Hinblick auf eine mögliche Verfehlung das anvisierten *Klimaziels*, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40% im Vergleich zu 1990 zu reduzieren, das *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020* beschlossen (BMU 2014). Dieses wurde durch das *SPD*-geführte Bundesumweltministerium vorangetrieben und sieht einen zusätzlichen Emissionsminderungsbeitrag seitens des Stromsektors im Umfang von 22 Mio. t CO₂-Äquiv. vor. Um diesen Minderungsbeitrag im Stromsektor zu erreichen, hat das ebenfalls *SPD*-geführte Bundeswirtschaftsministerium im März 2015 im Rahmen des *Eckpunkte-Papier Strommarkt* einen *Klimabeitrag* vorgeschlagen (BMWi 2015c), der insbesondere die Stromproduktion von Braunkohlekraftwerken einschränkt (Matthes et al. 2015). Dass dieser Vorschlag nicht von sämtlichen Regierungsparteien getragen wurde, zeigte beispielsweise der an das Bundeswirtschaftsministerium gerichtete und als kritisch zu bewertende Fragenkatalog der *CDU/CSU*-Bundestagsfraktion (BMWi 2015a). Anstelle des *Klimabeitrags* sieht das BMWi nach erheblichem Widerstand besonders durch

²⁸⁸ Plenarprotokoll 18/47, S. 4358 ff.

²⁸⁹ BT-Drucks. 18/1673.

²⁹⁰ BT-Drucks. 18/1962.

²⁹¹ Das DIW geht in seinen Untersuchungen davon aus, dass für verschiedene ostdeutsche Braunkohlereviere kein Aufschluss zusätzlicher Tagebaue erforderlich ist, vgl. Hirschhausen und Oei (2013b), Hirschhausen und Oei (2013a). Dabei werden jeweils sinkende Jahresbenutzungsstunden angenommen, welche den Betrieb zumindest einschränken.

²⁹² BT-Drucks. 17/5481.

informelle Vetospieler (siehe Abschnitt 11.2.3.3) nun die Überführung von alten Braunkohlekraftwerken in eine Kapazitätsreserve vor, um die anvisierten Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen (BMWi 2015e).

Zusammenfassend kann die Einstellung der Regierungskoalition hinsichtlich eines konkreten Braunkohleausstiegsbeschlusses zwar grundsätzlich als ablehnend bewertet werden. Es kann jedoch insbesondere von Teilen der *SPD* die Bereitschaft erkannt werden, auch Beschlüsse auf den Weg zu bringen, welche die Stromproduktion aus Braunkohle einschränken. Dies zeigt, dass innerhalb der *SPD* verschiedene Strömungen bzw. Parteiflügel existieren, deren Machtbereich sich mittelfristig bzw. in Zusammenhang mit anderen Koalitionszusammensetzungen verschieben kann.²⁹³

11.2.3.2 Institutionelle Vetospieler in der Energiepolitik

Nachdem die Haltung der Bundesregierung zu einer Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❷ beschrieben worden ist, soll nun die Haltung weiterer Akteure im Gesetzgebungsprozess der Bundesrepublik diskutiert werden. Die Betrachtung konzentriert sich auf institutionelle Vetospieler, welche die formale Macht haben eine Gesetzgebung zu behindern (Tsebelis 2002).²⁹⁴ Durch den Bundesrat wirken nach Art. 50 GG die Bundesländer bei der Gesetzgebung des Bundes mit. Ob der Bundesrat neben dem Bundestag einem Gesetz zustimmen muss oder lediglich ein Einspruchsrecht besitzt (Art. 77 Abs. 3 GG), leitet sich aus dem betroffenen Gegenstandsbereich des Gesetzes ab. So sind zustimmungspflichtige Gesetzesbereiche explizit im GG definiert. Dennoch können sich auch hier Kompetenzstreitigkeiten ergeben, wie die Atomgesetzesnovelle veranschaulicht hat (Scholz 2010). Auch wenn mit Hinblick auf den Gesetzgebungsprozess des Kernenergieausstiegs und der EEG-Reform davon ausgegangen werden kann, dass keine Zustimmungspflicht zu den für die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❷ notwendigen Gesetzesinitiativen besteht, sollen mögliche abweichende Positionen bzw. Interessen von Bundesländern aufgezeigt werden, da sich auch die Positionen der Regierungschefs der Bundesländer in der Vergangenheit als zunehmende Blockademacht erwiesen haben (Abromeit und Stoiber 2006).²⁹⁵ Zudem besteht für den Bundesrat zumindest ein Einspruchsrecht, falls die Zustimmungspflicht verneint wird (Art. 77 Abs. 3 GG). Ein Einspruch benötigt jedoch im Bundesrat eine einfache bzw. eine Zweidrittelmehrheit und kann durch den Bundestag gemäß Art. 77 Abs. 4 GG mit

²⁹³ Zu Parteiflügeln innerhalb der *SPD* siehe Reinhardt (2011).

²⁹⁴ Auf das Gesetzesinitiativrecht wird hier nicht gesondert eingegangen, da dies unproblematisch erscheint. Nach Art. 76 GG sind Bundesregierung, Bundesrat und Mitglieder des Bundestags (unter Beachtung des § 76 der Geschäftsordnung des Deutschen Bundestags) vorschlagsberechtigt.

²⁹⁵ Abromeit und Stoiber (2006) führen die häufige Vetoposition darauf zurück, dass sich Regierungschefs von Landesregierungen als mögliche Kanzlerkandidaten in Stellung bringen möchten.

dem analogen Mehrheitsverhältnis zurückgewiesen werden. Der Bundesrat kann im konkreten Gegenstandsbereich der Energiepolitik daher als beschränkter formaler Vetospieler bezeichnet werden.

Hinsichtlich der Position des Bundestags wird keine zusätzliche Analyse durchgeführt, da die Positionen der dort vertretenen Parteien bereits im vorherigen Abschnitt identifiziert werden konnten.²⁹⁶ Folglich ist derzeit keine Zustimmung seitens der Regierungsparteien *CDU*, *CSU* und *SPD* für einen Ausstiegsbeschluss erkennbar, wenngleich für die *SPD* Maßnahmen im Hinblick auf die Erreichung von Klimaschutzzielen nicht ausgeschlossen sind, welche auch den Weiterbetrieb von Braunkohlekraftwerken beschränken können. Die Bundestagsfraktionen der Oppositionsparteien *Die Grünen* sowie *Die Linke* haben ihre Position für einen Ausstieg aus der Kohle- bzw. Braunkohleverstromung durch die in den Bundestag eingebrachten Anträge ebenfalls deutlich gemacht.

Dass sich die Mehrheit im Bundesrat im Hinblick auf die parteipolitische Zusammensetzung der Regierungen in den einzelnen Bundesländern grundsätzlich anders entscheiden würde, wird als eher unwahrscheinlich angenommen (siehe Tabelle 70).²⁹⁷ So kommen die Bundesländer, die von den Regierungsparteien im Bund (*CDU*, *CSU* oder *SPD*) geführt werden, bereits auf 59 von 69 Bundesratssitzen (86%). Betrachtet man die Bundesländer, in denen die Regierungsparteien im Bund gemeinsam bzw. alleine reagieren, sind es immerhin 24 Sitze (35%).

Grundsätzlich ist jedoch auch bei den dargestellten Stimmenverhältnissen eine abweichende Mehrheitsmeinung zwischen Bundestag und Bundesrat möglich. Dies kann insbesondere beobachtet werden, wenn sich eine Gesetzgebung gegen originäre Länderinteressen richtet, in diesem Fall verliert die Bindungskraft der Bundespartei an Bedeutung. Beobachtet werden konnte dies in der aktuellen Legislaturperiode beim Thema *Fracking*: Abweichend zum Gesetzentwurf der Regierung forderte beispielsweise die Ministerpräsidentin von Nordrhein-Westfalen Hannelore Kraft (*SPD*) noch weitreichendere Beschränkungsmöglichkeiten von *Fracking* auf Bundesländerebene.²⁹⁸

Um daher den jeweiligen Widerstand in den Bundesländern gegen einen Braunkohleausstieg zu ermitteln, werden Interviews im Hinblick auf die Position zur zukünftigen Rolle der Braunkohle ausgewertet, die mit den jeweils für Energiepolitik zuständigen Landesministern durch die Agentur für Erneuerbare Energien (2015) durchgeführt wurden. Die

²⁹⁶ In diesem Sinne ist der Bundestag hier auch kein Vetospieler nach dem von Tsebelis (2002) beschriebenen Analyseverfahren.

²⁹⁷ Grundsätzlich ist natürlich eine andere Meinungsbildung in den Landesparteien möglich. Im konkreten Fall wird jedoch davon ausgegangen, dass die landespolitische und bundespolitische Einstellung weitestgehend übereinstimmt. Dies wird in den nachfolgenden Absätzen zunehmend eingeschränkt.

²⁹⁸ Siehe BR-Drucks. 143/2/15 und 143/3/15 sowie Bundesrat Plenarprotokoll 933.

Zuordnung der jeweiligen Position auf Basis der getätigten Aussagen ist in Tabelle 70 dargestellt.²⁹⁹ Während hieraus keine eindeutigen Aussagen für einen Ausstieg zu entnehmen sind, kommen aus den Bundesländern mit aktiven Braunkohlerevieren zum Teil deutliche Bekenntnisse für die weitere Verstromung der Braunkohle. So heißt es beispielsweise vom für Energiepolitik zuständigen sächsischen Staatsminister Martin Dulig (*SPD*): „Die Braunkohle sichert mittel- und langfristig die Wirtschaftlichkeit und die Kalkulierbarkeit der Energieversorgung“ (Agentur für Erneuerbare Energien 2015) bzw. vom brandenburgischen Staatsminister Albrecht Gerber (*SPD*): „Ein gleichzeitiger Ausstieg aus Atomkraft und Kohle ist nicht möglich“ (Agentur für Erneuerbare Energien 2015). Eingeschränkter ist hingegen die Position in Nordrhein-Westfalen, hier spricht der zuständige Staatsminister Johannes Remmel (*Die Grünen*) davon, dass es „nicht um einen Sofortausstieg aus der Kohleverstromung, sondern um eine beherrzte Verkleinerung alter und klimaschädlicher Kapazitäten“ (Agentur für Erneuerbare Energien 2015) geht.

Falls ein Braunkohleausstieg – abweichend vom heutigen Stimmungsbild – durch die Regierungskoalition bzw. im Bundestag beschlossen werden würde, wäre das formale Vetomachtpotenzial der vier Bundesländer mit aktiven Braunkohlerevieren³⁰⁰ mit insgesamt 18 Sitzen im Bundesrat (20%) jedoch begrenzt. Selbst wenn man die *CSU*- und *CDU*-geführten Bundesländer aufgrund der deutlicheren Parteiposition in Bezug zur weiteren Braunkohlenutzung dazuzählen würde, käme man lediglich auf 32 Sitze im Bundesrat (46%),³⁰¹ wodurch die erforderliche Mehrheit für einen Einspruch nach Art. 77 Abs. 3 GG nicht zustande kommen würde.

²⁹⁹ Die zugehörigen Aussagen können dem Anhang A.11 entnommen werden.

³⁰⁰ Das niedersächsische Braunkohlerevier bei Helmstedt wird aufgrund seines vergleichsweise geringen Umfangs an Braunkohlevorräten vernachlässigt (Fahl 2004).

³⁰¹ Dies widerspricht der Logik, dass die aktuelle Regierungskoalition einen solchen Vorschlag nicht umsetzen würde. Das Beispiel bezieht seine Berechtigung jedoch nicht nur aus einem reinen Gedankenexperiment, da eine mögliche Interessenkoalition aus *SPD*, Linkspartei und *Grünen* im Bundestag mehrheitsfähig wäre.

Tabelle 70: Regierungskoalitionen, Bundsratsitze und Einstellung zur weiteren Braunkohlenutzung in den Bundesländern

Bundesland	Regierungskoalition ^a	Sitze im Bundesrat	Regierungsposition ^b	Ablehnung der Bevölkerung ^c
Baden-Württemberg	Grüne und SPD	6	-	83%
Bayern	CSU	6	-	90%
Berlin	SPD und CDU	4	-	73%
Brandenburg	SPD und Linke	4	Pro	73%
Bremen	SPD und Grüne	3	-	86%
Hamburg	SPD und Grüne	3	-	89%
Hessen	CDU und Grüne	5	-	78%
Mecklenburg-Vorpommern	SPD und CDU	3	-	89%
Niedersachsen	SPD und Grüne	6	-	86%
Nordrhein-Westfalen	SPD und Grüne	6	(Pro)	76%
Rheinland-Pfalz	SPD und Grüne	4	-	91%
Saarland	CDU und SPD	3	-	91%
Sachsen	CDU und SPD	4	Pro	61%
Sachsen-Anhalt	CDU und SPD	4	Pro	61%
Schleswig-Holstein	SPD, Grüne und SSW	4	-	89%
Thüringen	Linke, SPD und Grüne	4	-	61%

^a Stand: August 2015.^b Einordnung auf Basis von (Agentur für Erneuerbare Energien 2015).^c Auf Basis der untersuchten Regionalgruppen, siehe Abschnitt 4.2.4.

Aus der Analyse des formalen Vetomachtpotenzials außerhalb der Regierungskoalition lässt sich somit Folgendes festhalten: Allein aufgrund einer wahrscheinlichen Zuordnung des Politikbereichs zu den nichtzustimmungspflichtigen Gesetzen ergibt sich nur ein beschränktes formales Vetomachtpotenzial durch die im Bundesrat vertretenen Länder. In Zusammenhang mit der parteipolitischen Konstellation der Landesregierungen ist zudem eine gemeinsame Position mit den Regierungsparteien im Bund wahrscheinlich. Allerdings hätten im Falle eines durch den Bundestag vorangetriebenen Braunkohleausstiegs allein die Bundesländer mit wirtschaftspolitischem Interesse an einem Weiterbetrieb nicht die Möglichkeit, einen Braunkohleausstieg aufgrund ihres eingeschränkten formalen Vetomachtpotenzials zu verhindern. Zuletzt ist auch das Vetomachtpotenzial der gesetzgeberischen Letztentscheidungsinstanz in Form des Bundesverfassungsgerichts zu beachten, welches in diesem Abschnitt nicht weitergehend untersucht wird. Hierzu wird auf die Analyse der *rechtlichen Umsetzbarkeit* in Abschnitt 11.2.2 verwiesen, welche zeigt, dass durchaus ein Abwägungsspielraum bei der Bewertung der Verfassungskonformität von Laufzeitbeschränkungen für bestehende Kraftwerke existiert.

11.2.3.3 Informelle Vetospieler in der Energiepolitik

Im Rahmen der Analyse des *Agenda Setters* und der formalen Vetospieler konnte bereits das Bild gewonnen werden, dass die Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ² derzeit insbesondere am Willen der Regierungskoalition scheitert – also bereits in einer frühen Phase des politischen Prozesses bzw. des Politikzyklus (Jann und Wegrich 2014). Um mögliche Entwicklungsfelder der Position institutioneller Akteure abschätzen zu können, wird nun die Analyse der formalen Vetospieler um informelle Vetospieler erweitert.

Dazu werden die Positionen, Argumente und Motive von Akteuren im Umfeld der Energiepolitik eingeordnet, die auf formale Vetospieler Einfluss nehmen können.³⁰² Dies soll einen Blick auf mögliche Entwicklungen im Politikfeld erlauben. Als konkretes Beispiel wird die Diskussion um die vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagene Einführung eines *Klimabeitrags* (auch Klimaabgabe genannt) herangezogen. Wie bereits oben dargestellt wurde der *Klimabeitrag* durch das SPD-geführte Bundeswirtschaftsministerium im Rahmen des *Eckpunkte-Papier Strommarkt* im März 2015 vorgeschlagen (BMWi 2015c). Konkret umfasst der Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums, den Kraftwerksblöcken zunächst einen altersabhängigen, jährlichen Emissionsfreibetrag zwischen drei und sieben Mio. t CO₂ pro installierte GW_{el} Erzeugungskapazität zur Verfügung zu stellen (BMWi 2015b). Für Immissionen über diesen Freibetrag müssen dann zusätzliche Emissionszertifikate erworben werden. Das bedeutet für die Stromerzeugung, dass außerhalb dieser Freigrenzen die doppelte Menge an Emissionszertifikaten aufgewendet werden muss, was sich entsprechend in den Kosten der betroffenen Kraftwerke niederschlägt. Die so doppelt berücksichtigten Zertifikate sollen im Rahmen des Emissionshandelssystems gelöscht werden, so dass die europaweit verfügbare Zertifikatsmenge reduziert wird. Dies soll dem Effekt entgegenwirken, dass eine national gesteuerte CO₂-Reduktion sich am Ende neutral auf die europaweiten Emissionen auswirkt.³⁰³ Insgesamt beeinträchtigen die Regelungen des *Klimabeitrags* insbesondere Kraftwerke mit hohen Jahresbenutzungsstunden sowie mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen, was bedeutet, dass in erster Linie Braunkohlekraftwerke davon betroffen sind (Matthes et al. 2015).

³⁰² Zu den Einflussmöglichkeiten von informellen Vetospielern siehe bspw. Kiesow (2015) oder Abromeit und Stoiber (2006).

³⁰³ Damit dies mit dem Instrument gelingt, müssen die national vermiedenen Emissionsmengen exakt mit den doppelt erworbenen Emissionszertifikaten übereinstimmen. Da dies von diversen Parametern, wie dem Zertifikatspreis, abhängig ist, kann bezweifelt werden, dass dies gelingt.

Obwohl der durch das Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagene *Klimabeitrag* nicht umgesetzt worden ist,³⁰⁴ kann die Diskussion um den Vorschlag als geeignet für die Analyse der zukünftigen Umsetzbarkeit der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② angesehen werden, da analoge Besitzstände angegriffen werden wie bei einem konkreten Braunkohleausstieg. Zur vorgenommenen Analyse der Positionen, der Argumenten und der Motive werden in erster Linie Parlamentsdrucksachen, Pressemitteilungen und Presseberichte ausgewertet. Um zu gewährleisten, dass keine relevanten Akteure vernachlässigt werden, wird zum einen die Einteilung der Akteure nach Brand und Corbach (2005) herangezogen,³⁰⁵ zum anderen werden jeweils die von Dagger (2009) betrachteten Akteure im Rahmen der Analyse der EEG-Novelle auf eine Positionierung zum *Klimabeitrag* geprüft.

Auf Basis einer ersten Sichtung der Dokumente werden zunächst übergeordnete Pro- bzw. Contraargumente identifiziert, welche die Position der Akteure charakterisieren.³⁰⁶ Die übergeordneten Argumente, die für bzw. gegen einen Klimabeitrag ins Feld geführt werden, beziehen sich dabei häufig auf den gleichen Sachverhalt, werden aber mit einer anderen inhaltlichen Deutung versehen. Deutlich wird dies beim übergeordneten Argument *Arbeitsplätze/Strukturwandel*: Auf Seiten der *Klimabeitrags*-Fürsprecher wird von der Einleitung eines ohnehin notwendigen *Strukturwandels* gesprochen. So heißt es zum Beispiel: „Wer heute in Panikmache an der alten Energiewelt festhält, der verpasst die Chance, den Strukturwandel aktiv zu gestalten.“ (WWF 2015). Auf Seiten der *Klimabeitrags*-Gegner wird hingegen von einem *Strukturbruch* gesprochen: „Aber wir widersetzen uns Vorschlägen, die zu einem Strukturbruch rund um die heutige Energieerzeugung führen“ (IG Metall Südbrandenburg 2015). Ähnlich verhält es sich bei den meisten anderen Überkategorien *Effizienz*, *Umweltschutz*, *Versorgungssicherheit* und *Wirtschaftlichkeit*, diese werden neben der bereits eingeführten Überkategorie *Arbeitsplätze/Strukturwandel* in Tabelle 71 beschrieben.

In einem nächsten Schritt wird die Position der Akteure anhand der Argumente auf Basis einer qualitativen Inhaltsanalyse den identifizierten Pro- bzw. Contraargumenten zugeordnet (Newbold et al. 2002). Analog zum Vorgehen bei der Auswertung der Szenariostudien in Abschnitt 3.1.2 wird zur Gewährleistung der Intercoder-Reliabilität die Zuordnung der Positionen und der Argumente durch zwei Personen durchgeführt. Abweichende Zuordnungen von Argumenten werden anschließend im Rahmen eines

³⁰⁴ Stattdessen plant das BMWi nun alte Braunkohlekraftwerke in eine Kapazitätsreserve zu überführen (BMWi 2015e).

³⁰⁵ Abweichend wird lediglich der VIK den Industrieverbänden zugeordnet.

³⁰⁶ Dieses Vorgehen basiert auf dem *Grounded-Theory*-Ansatz zur systematischen Auswertung qualitativer Daten (Glaser und Strauss 1967).

Kommunikationsprozesses gemeinsam eingeordnet (Kvale 1995). Die den Akteuren jeweils zugeordneten Argumente sind mit Quellennachweis in Anhang A.12 aufgeführt.

Tabelle 71: Überkategorien der Argumente hinsichtlich des Klimabeitrags

Kategorie	Richtung	Erklärung	Beispiel
Arbeitsplätze/ Strukturwandel	Pro	Klimabeitrag unterstützt einen Strukturwandel mit neuen Arbeitsplätzen in der Erneuerbare-Energien-Branche.	„Wer heute in Panikmache an der alten Energiewelt festhält, der verpasst die Chance, den Strukturwandel aktiv zu gestalten.“ (WWF 2015)
	Contra	Klimabeitrag führt einen Strukturbruch herbei, welcher zu Arbeitsplatzverlusten führt.	„Aber wir widersetzen uns Vorschlägen, die zu einem Strukturbruch rund um die heutige Energieerzeugung führen.“ (IG Metall Südbrandenburg 2015)
Effizienz	Pro	Klimabeitrag ergänzt den europäischen Emissionshandel.	„Der ‚Klimabeitrag‘ wirkt somit einer Verlagerung national eingesparter Emissionen ins Ausland entgegen.“ (FÖS 2015)
	Contra	Klimabeitrag stört den europäischen Emissionshandel bzw. stellt einen nationalen Alleingang dar.	„Anstatt die Effizienz der einheitlichen Preise beim Emissionshandel zu nutzen, werde er durch Markteingriffe wie dem Klimabeitrag weiter unterminiert.“ (CESifo 2015)
Umweltschutz	Pro	Klimabeitrag unterstützt die Reduktion von Treibhausgasemissionen.	„Klimabeitrag alter Braunkohlekraftwerke ist keine Strafabgabe, sondern ein erster wichtiger Schritt zum Erreichen des nationalen Klimaziels.“ (BUND 2015)
Versorgungssicherheit	Contra	Klimabeitrag gefährdet den Bestand von Braunkohlekraftwerken, welche für die Versorgungssicherheit in Deutschland notwendig sind.	„Die negativen Folgen einer massiven Verringerung der Braunkohlennutzung für die Versorgungssicherheit sind [...] unkalkulierbar.“ (DEBRIV 2015)
Wirtschaftlichkeit	Pro	Klimabeitrag unterstützt die Wirtschaftlichkeit des eigenen Betriebs, der Interessengruppe bzw. der Industrie (oder hat kaum Einfluss).	„Bei Fortschreibung der aktuellen Situation jedoch wird es keine zukünftigen Investitionen in moderne Kraftwerkstechnik mehr geben.“ (Leuschner 2015)
	Contra	Klimabeitrag gefährdet die Wirtschaftlichkeit des eigenen Betriebs, der Interessengruppe bzw. der Industrie.	„Dies wirkt wie eine zusätzliche CO ₂ - Steuer und verteuert den Strompreis für die Verbraucher.“ (VIK 2015)

Neben den Argumenten wird die grundsätzliche Zielrichtung (Motive) der Akteure erfasst. Dies kann auch als Hauptkern (*deep core*) der handlungsleitenden Orientierungen eines Akteurs nach Sabatier und Jenkins-Smith (1993) betrachtet werden. Das Motiv

bzw. die Zielrichtung der Akteure geht dabei grundsätzlich aus dem Zweck bzw. der Grundmotivation des Akteurs hervor; z. B. verfolgt ein Unternehmen in der Regel eine Gewinnerzielungsabsicht und ist entsprechend dem Motiv der *Wirtschaftlichkeit* zugeordnet. Bei Energieversorgungsunternehmen (EVU) kann das Motiv *Wirtschaftlichkeit* in Abhängigkeit der Zusammensetzung des eigenen Kraftwerksparks sowohl zur Pro- als auch zur Contraseite zugeordnet werden. Die Motivation und die Argumentation der Akteure kann dabei identisch sein, in der Regel werden aber weitere Argumente genannt; z. B. bringen *Stadtwerke* auch die Argumente *Umweltschutz* und *Effizienz* an, um ihre Position zu unterstützen. Die Motive der Parteien und der Akteure aus dem Wissenschaftsbereich werden nicht eingeordnet, da die vertretenen Interessen auch innerhalb einzelner Parteien vielschichtig sind und wissenschaftlichen Akteuren an dieser Stelle keine spezifischen Motive unterstellt werden.³⁰⁷ Das Ergebnis der Zuordnung zu den Überkategorien der Argumente und zu den Motiven der Akteure ist in Tabelle 72 dargestellt. Auf einige Aspekte soll nachfolgend je Akteursgruppe eingegangen werden, bevor der mögliche Spielraum für die zukünftige Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* 2 diskutiert wird.

Parteien

Die grundsätzliche Position der Parteien ist bereits im Rahmen der Betrachtung der institutionellen Vetospieler aufgezeigt worden. Auffallend ist die nicht immer eindeutige Positionierung innerhalb einer Partei. Dies wird besonders bei der *SPD* deutlich, die einerseits auf Bundesebene den Vorschlag zur Umsetzung des *Klimabeitrags* eingebracht hat, andererseits auf Landesebene in den Regionen mit Braunkohlerevieren diesem zumeist kritisch gegenübersteht. Lediglich in NRW fällt die Kritik zurückhaltender aus, dort fordert die *SPD*-Landtagsfraktion in einem gemeinsamen Entschließungsantrag mit der Landtagsfraktion des Koalitionspartners (*Die Grünen*) lediglich die genaue Prüfung des Instruments, um Strukturbrüche, Einschränkungen in der Versorgungssicherheit sowie stark steigende Strompreise zu vermeiden (NRW LT-Drucks. 16/8559).

³⁰⁷ Siehe hierzu die Diskussion zur Unabhängigkeit der Wissenschaft in Abschnitt 3.1.1.3.

Tabelle 72: Positionen, Argumente und Motive der Akteure im Hinblick auf den Klimabeitrag

Gruppe	Akteur	Position							
		Gegen Klimabeitrag				Pro Klimabeitrag			
		Arbeitsplätze/ Strukturwandel	Effizienz	Versorgungs- sicherheit	Wirtschaft- lichkeit	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	Effizienz	Umweltschutz	Wirtschaft- lichkeit
Partei	CDU/CSU	●	●	●	●			●	
	FDP	●	●	●	●				
	Grüne					●		●	
	Die Linke					●		●	
	SPD	●		●	●	●		●	●
EVU	Lichtblick					●		⊙	○
	RWE	●			⊙				
	Stadtwerke						●	●	⊙
Gewerk- schaft	IG BCE	⊙		●	●				
	IG Metall	⊙		●	●				
	ver.di	⊙							
Industrie- verband	BDEW				○				○
	BDI	●	●		⊙				
	BEE					●		●	○
	DEBRIV	●	●	●	⊙				
	VIK		●		⊙				
Umwelt- verband	BUND					●		⊙	
	DUH					●		⊙	
	Greenpeace							⊙	
	NABU					●		⊙	
	WWF							⊙	
Wissen- schaft	CESifo		●	●	●				
	DIW					●		●	
	FÖS et al.					●	●	●	●

Legende:



Argument



Motivation



Argument/Motivation

EVU

Bei den EVUs sind zwei Lager zu unterscheiden. So besitzen auf der einen Seite nur wenige EVUs Braunkohlekraftwerke, welche tatsächlich von dem Klimabeitrag betroffen wären. Hiervon hat sich lediglich RWE öffentlich kritisch gegenüber den Plänen des BMWi geäußert. Auf der anderen Seite gibt es EVUs, die möglicherweise auf einen steigenden Strompreis durch den Klimabeitrag hoffen, welcher die Ertragsposition der eigenen Kraftwerke erhöht. Zu den profitierenden EVUs zählt die überwiegende Anzahl an Stadtwerken, welche in der Regel keine eigenen Braunkohlekraftwerke besitzen. So erklärt sich auch der offene Brief vieler Stadtwerke an das BMWi, in dem die Klimaabgabe deutlich unterstützt wird. So heißt es dort: „Wer die Vorschläge zum Klimabeitrag heute ablehnt, ohne adäquate alternative Lösungswege aufzuzeigen, der lehnt auch die Ziele der Energiewende ab“ (Leuschner 2015).

Gewerkschaften

Die Gewerkschaften haben sich in ihrer öffentlichen Position bisher deutlich gegen die Klimaabgabe gestellt. Hier liegt die Motivation insbesondere in befürchteten Arbeitsplatzverlusten in den zum Teil strukturschwachen bzw. monostrukturellen Braunkohlerevieren. Das ist auch der wesentliche inhaltliche Kern der Kritik an der Klimaabgabe. Auffallend ist die Gegenposition der Parteien *SPD*, *Die Grünen* sowie *Die Linke*, welche sonst häufig als inhaltlicher Koalitionspartner mit den Gewerkschaften auftreten.³⁰⁸ Die hohe personelle Verflechtung zwischen Gewerkschaften und der *SPD* könnte aber auch den parteiinternen Widerstand hinsichtlich des Klimabeitrags beeinflussen bzw. beeinflussen haben, der bisher insbesondere auf Länderebene zu Tage getreten ist. Auf der anderen Seite gibt es auch Kritik innerhalb der Gewerkschaften von einzelnen Gliederungsebenen an der öffentlichen und eindeutigen Positionierung gegen den Klimabeitrag (Bauchmüller 2015).

Industrieverbände

Vielschichtig ist die Positionierung der Industrieverbände. Hier gibt es einerseits die Positionierung für den Klimabeitrag durch den Dachverband der Erneuerbare-Energien-Branche in Deutschland, dem Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE). Andererseits existieren verschiedene Positionierungen gegen den Klimabeitrag, etwa durch den Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK), welcher aufgrund der Verbrauchereigenschaft seiner Mitglieder vor allem eine Verteuerung des Strompreises

³⁰⁸ Dies spiegelt sich auch in der Kontaktintensität zwischen Gewerkschaften und den Parteien *SPD* und *Die Grünen* wider, welche jedoch in den vergangenen Jahren rückläufig ist (Kiesow 2015).

befürchtet (VIK 2015), ebenso wie vom Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) und dem Braunkohlelobbyverband (DEBRIV), der sich argumentativ auf allen Ebenen gegen den Vorschlag zur Klimaabgabe wehrt. Weitgehend neutral verhält sich hingegen der BDEW, der sich nicht eindeutig positioniert hat, was darauf zurückzuführen ist, dass er sowohl mögliche Profiteure, wie Stadtwerke, als auch potentielle Verlierer eines *Klimabeitrags*, wie RWE, als Verband vertritt. Stattdessen zeigt der BDEW in einem Appell zwar die Kritikpunkte an der Einführung eines Klimabeitrags auf, fordert zugleich aber eine ehrliche Debatte um die Zukunft der Braunkohle in Deutschland (BDEW 2015).

Umweltverbände

Eindeutig ist hingegen die Positionierung der Umweltverbände bezüglich des *Klimabeitrags*, welcher hinsichtlich der Erreichung der deutschen Klimaziele befürwortet wird. Für die meisten Umweltverbände geht der Klimabeitrag allerdings noch nicht weit genug und wird als „das Minimum dessen, was der Klimaschutz erfordert“ (Greenpeace 2015) betrachtet.

Wissenschaft

Die öffentliche Positionierung von Wissenschaftlern in Bezug zum Klimabeitrag ist zwiegespalten. So haben sich erwartungsgemäß vor dem Hintergrund der bisherigen Positionierung zur Braunkohle³⁰⁹ bereits mehrere leitende Wissenschaftler des DIW positiv gegenüber einem Klimabeitrag positioniert (Neuhoff 2015; Deutschlandfunk 2015). Darüber hinaus haben sich über 50 Wissenschaftler in einer vom *Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft* (FÖS) veröffentlichten Erklärung deutlich für einen Klimabeitrag ausgesprochen. Analog zu den Forderungen der Umweltverbände unterstützen diese die Position, dass der Klimabeitrag lediglich „das absolute Mindestmaß an Einsparungen“ (FÖS 2015) erreicht, welche notwendig sind, um nicht die deutschen Klimaziele zu gefährden. Öffentlich gegen den Klimabeitrag hat sich hingegen nur das Wirtschaftsforschungsinstitut *CESifo* in München positioniert, welches im Klimabeitrag insbesondere eine weitere „Unterminierung des europäischen Emissionshandels“ (CESifo 2015) sieht. Insgesamt scheint die Diskussion zu den Vor- und Nachteilen des *Klimabeitrags* daher auch im Rahmen der Wissenschaftsgemeinschaft noch nicht beendet zu sein. Auch wenn das FÖS bereits eine große Anzahl Unterstützer hinter sich

³⁰⁹ Beispielsweise Hirschhausen und Oei (2013a) oder Hirschhausen und Oei (2013b).

versammelt hat, sollte berücksichtigt werden, dass vermutlich ebenso viele Wissenschaftler dem Aufruf des FÖS nicht gefolgt sind bzw. sich auf Basis der bisherigen Sachlage nicht eindeutig für oder gegen einen Klimabeitrag positioniert haben.³¹⁰

11.2.3.4 Zusammenfassende Betrachtung der informellen Vetospieler

Aus der Betrachtung der informellen Vetospieler geht zunächst hervor, dass sich wichtige Akteure für die Meinungsbildung der Bevölkerung und der formalen Vetospieler, wie Gewerkschaften und bedeutende Industrieverbände, z. B. der BDI, eindeutig und am Ende erfolgreich gegen eine Klimaabgabe positioniert haben. Auf der anderen Seite gibt es allerdings bereits eine Vielzahl an Befürwortern, die nicht nur bei den Umweltverbänden angesiedelt sind. So eint zwar die Befürworter insbesondere das Argument des Klimaschutzes, unter ihnen befinden sich aber auch die möglichen Profiteure eines *Klimabeitrags*, wie Stadtwerke oder Unternehmen aus dem Bereich Erneuerbarer Energien.

Selbst wenn sich die Seite der *Klimabeitrags*-Befürworter in dieser Debatte nicht durchgesetzt hat, hat die Diskussion gezeigt, dass der Klimabeitrag und vermutlich analog eine Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* bereits von vielen Seiten unterstützt wird. Dies sowie die hier nicht berücksichtigte negative Bevölkerungseinstellung gegenüber der zukünftigen Braunkohlenutzung kann daher als Indiz gewertet werden, dass sich die politischen Spielräume für die Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* in Zukunft vergrößern könnten. Möglich wird dies auch, da alte Koalitionen, wie die zwischen SPD und Gewerkschaften, in der Diskussion des *Klimabeitrags* weiter aufbrechen und hier möglicherweise neue politikfeldbezogene Akteurskoalitionen entstehen: Diese könnte in Zusammenhang mit einem Braunkohleausstieg beispielsweise aus Umweltverbänden, Profiteuren im EVU-Bereich, Teilen der Wissenschaftsgemeinschaft sowie den Parteien SPD, Die Linke und Die Grünen bestehen. Deutlich wird aber auch, dass den Argumenten der *Klimabeitrags*-Gegner Beachtung geschenkt werden muss, da die Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* ansonsten analog zum *Klimabeitrag* am Widerstand einzelner einflussreicher Akteure scheitern würde.

11.2.4 Einordnung der Ergebnisse

Die Analyse der *politischen Durchsetzbarkeit* zeigt, dass der anscheinend aus Bevölkerungssicht präferierte Transformationspfad in Form der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2*

³¹⁰ Dies kann daraus abgeleitet werden, dass der Aufruf zur Unterstützung durch den FÖS deutschlandweit an Universitäten verbreitet worden ist.

in Deutschland aktuell nicht umsetzbar ist. Dabei sind es weniger mögliche juristische Schranken, welche einem möglichen Eingriff in das Eigentum der Kraftwerksbetreiber entgegenstehen, als die aktuelle politische Position der Regierungskoalition. Die Analyse informeller Vetospieler am Fallbeispiel der Einführung eines *Klimabeitrags* zeigt zudem, dass sich der Spielraum für die politische Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② zukünftig erweitern könnte.

Die durchgeführte Analyse ist hierbei nicht als vollständige und abschließende Betrachtung des gesamten Politikfelds zu interpretieren. Dennoch verdeutlichen die bereits erzielten Ergebnisse die Problemfelder, wie die Befürchtungen um einen Strukturbruch in den betroffenen Braunkohleregionen, welche aktuell zu Widerstand führen und somit einer Umsetzung entgegenstehen. Werden diese aufgegriffen bzw. können Kompensationen angeboten werden, können Lösungsräume für die Umsetzung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② entstehen. Diese können auch in Zusammenhang mit einer neuen politikfeldbezogenen Akteurskoalition entstehen.

Im Gesamtkontext der Analyse von gesellschaftlichen Barrieren zeigt die Untersuchung, dass die Umsetzung von Transformationspfaden nicht nur am Widerstand der Bevölkerung, die auf Basis der durchgeführten Umfragen mehrheitlich für einen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung ist, sondern auch aufgrund politischer Hemmnisse, scheitern kann. Dies unterstreicht zugleich die Notwendigkeit, bei der Bewertung von Handlungsoptionen der Energiepolitik die gesellschaftliche Perspektive nicht zu vernachlässigen, um ein Scheitern vor der Umsetzungsphase zu vermeiden.

12 ONLINEMETHODEN ZUR DATENERHEBUNG

12.1 Zielstellung

Ergänzend zu den zuvor untersuchten Barrieren im gesellschaftlichen Kontext von Energietransformationspfaden werden in diesem Kapitel zwei Ziele verfolgt: Zum einen sollen die bisher erzielten Ergebnisse auf Plausibilität überprüft werden und zum anderen soll mit der Nutzung von Onlinemethoden auch ein zusätzlicher Beitrag zur Wissenschaftskommunikation erbracht werden.

Die zusätzliche Plausibilitätsprüfung der mit den Telefoninterviews erzielten Ergebnisse wird durchgeführt, da dort aufgrund der Beschränkung auf die verbale Kommunikationsebene nur Frageelemente mit geringer Komplexität in den Umfragen berücksichtigt werden konnten. Dies hat dazu geführt, dass nur ein Teil der Akzeptanzfaktoren in den Telefonbefragungen und bei der Bewertung der Szenariowelten in Abschnitt 11.1 betrachtet werden konnte. Es kann aber angenommen werden, dass bei der Auswahl eines Transformationspfads weitere Akzeptanzfaktoren, z. B. die *Beschäftigung*, eine Rolle spielen. Daher soll in diesem Kapitel eine Onlinebefragung durchgeführt werden, die aufgrund der schriftlichen Umsetzung grundsätzlich auch umfangreichere Fragestellungen zulässt und zugleich Vorteile hinsichtlich Zeiteffizienz sowie Kosten aufweist (Thielsch und Weltzin 2012). Der Fokus der Untersuchung wird darauf gelegt, das bisherige Ergebnis aus Kapitel 11 zu hinterfragen, dass ein noch ambitionierterer Transformationspfad, wie die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ②, von der Bevölkerungsseite präferiert sowie hinsichtlich möglicher Preissteigerungen akzeptiert wird.

Daneben soll mit der Nutzung von Onlinewerkzeugen ein Beitrag zur Wissenschaftskommunikation erbracht werden. Dies geschieht zunächst vor dem Hintergrund, dass die Wissenschaftskommunikation und -vermarktung im Onlineumfeld an zunehmender Bedeutung gewinnt, was u. a. auf die fortschreitende Reduktion der Wissenschaftsredaktionen bei klassischen Printmedien zurückgeführt werden kann (Brumfiel 2009). Daneben bieten Onlinewerkzeuge die Möglichkeit, mit der Öffentlichkeit direkt zu interagieren. Somit kann auch der Schritt von der reinen Untersuchung der Öffentlichkeit zu einer Einbindung dieser in das Forschungsfeld vollzogen werden (Kouper 2010). Weiter soll auch die Transparenz und das Verständnis der angewandten Methoden erhöht werden, die bei öffentlichen Szenariostudien häufig nicht im Vordergrund stehen (vgl. Abschnitt 3.2.3). Somit soll zugleich auch das Vertrauen in dieselben erhöht werden (Dernbach et al. 2012).

12.2 Vorgehen

Zur Erreichung der Zielstellung wird eine Kombination aus einer Internetpräsenz in Form eines *Weblogs* (<http://www.energieszenarien.de>) und einer Onlinebefragung verwendet. Der Weblog wird für diesen Zweck weniger im klassischen Sinne als reine Nachrichtenplattform verstanden (Kouper 2010), bei der regelmäßig aktuelle Ergebnisse und Ansichten des Autors publiziert werden, sondern mehr als Interaktions- sowie Diskussionsforum, bei dem die Zielgruppe mit dem Wissenschaftler und anderen Besuchern direkt in Kontakt treten kann. Die Onlinebefragung ergänzt dazu den Weblog, um eine systematische Erhebung der Präferenzen der Besucher zu ermöglichen.

Ein vergleichbarer Ansatz ist bereits vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen durch den *EWLBLOG* (<https://ewlblog.wordpress.com/>) verwendet worden (Weber 2011), welcher als Beitrag zur energiepolitischen Diskussion vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe in Japan verstanden wurde und verschiedene Alternativszenarien gegenüberstellt. Die Kommentare und Diskussionen auf *EWLBLOG* zeigen, dass die Möglichkeit zum Austausch mit Wissenschaftlern auf Resonanz stößt und auch von Themeninteressierten genutzt wird. Daher kann der *EWLBLOG* grundsätzlich als Blaupause für das hier verwendete Vorgehen verstanden werden. Da nicht nur reines Fachpublikum mit dem Weblog angesprochen werden soll, ist hier auf eine vereinfachte Strukturierung und Präsentation der Inhalte zu achten. Zudem werden die Methodenpräsentation sowie die Einbindung von Umfragen im Vergleich zum *EWLBLOG* erweitert, um die spezifische Zielstellung hinsichtlich einer transparenten Methodendarstellung zu erreichen und die Plausibilitätsprüfung der bisherigen Ergebnisse zu ermöglichen. Nachfolgend werden zunächst die Zielgruppe und die Verbreitungs-kanäle beschrieben. Anschließend werden separat der Weblog und die integrierte Onlinebefragung vorgestellt.

12.2.1 Zielgruppe und Verbreitungs-kanäle

Als Zielgruppe des Weblogs und der Befragung wird das energiewirtschaftlich interessierte Publikum in Deutschland definiert. Dies umfasst sowohl Personen auf Fach- als auch auf Laienebene. Aus dieser Definition folgen zwei Konsequenzen für die Auswertung bzw. die Umsetzung des Weblogs: Zum einen ist das energiewirtschaftlich interessierte Publikum in Deutschland keine eindeutig eingeschränkte Personengruppe, aus der sich eine Grundgesamtheit für die Befragung ableiten lässt. Entsprechend können

im Gegensatz zu den durchgeführten Telefonbefragungen per Definition keine repräsentativen Ergebnisse erzielt werden.³¹¹ Zum anderen erfordert die Ansprache von energiewirtschaftlich interessierten Laien eine angepasste verständliche Sprache (Scheloske 2012), in der Konsequenz werden beispielsweise bestimmte Fachtermini zusätzlich erläutert.

Zur Verbreitung des Weblogs werden verschiedene Kanäle genutzt: Zunächst werden Hinweise zum Weblog auf den Internetseiten des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der TU Dresden sowie des Boysen-TUD-Graduiertenkollegs veröffentlicht. Daneben werden Pressemitteilungen an energiewirtschaftlich relevante Fachmedien und E-Mail-Verteiler herausgegeben sowie in einzelnen Facebook- und XING-Gruppen platziert.

12.2.2 Weblog



Abbildung 90: Startseite des Weblogs auf der Domain <http://www.energieszenarien.de>

Zur Umsetzung des Weblogs mit der Internetdomain <http://www.energieszenarien.de> wird die quelloffene Software *WordPress* eingesetzt, welche mit einem Inhaltsverwaltungssystem (Content-Management-System) ausgestattet ist und eine *MySQL*-Datenbank zur Verwaltung sowie Steuerung von Daten nutzt. Entscheidend für die Verwendung von *WordPress* im Rahmen des Projekts sind die große Verbreitung im

³¹¹ Zudem ist durch die Verwendung einer öffentlichen Internetpräsenz und der daraus folgenden Möglichkeit der Selbstrekrutierung der Teilnehmer das Ziehen einer repräsentativen Stichprobe für diese Grundgesamtheit quasi ausgeschlossen (vgl. Thielsch und Weltzin 2012).

Weblog-Umfeld, die Anpassungs- und Erweiterungsmöglichkeiten durch Plug-Ins sowie die kostenfreie Verfügbarkeit (Król 2015).

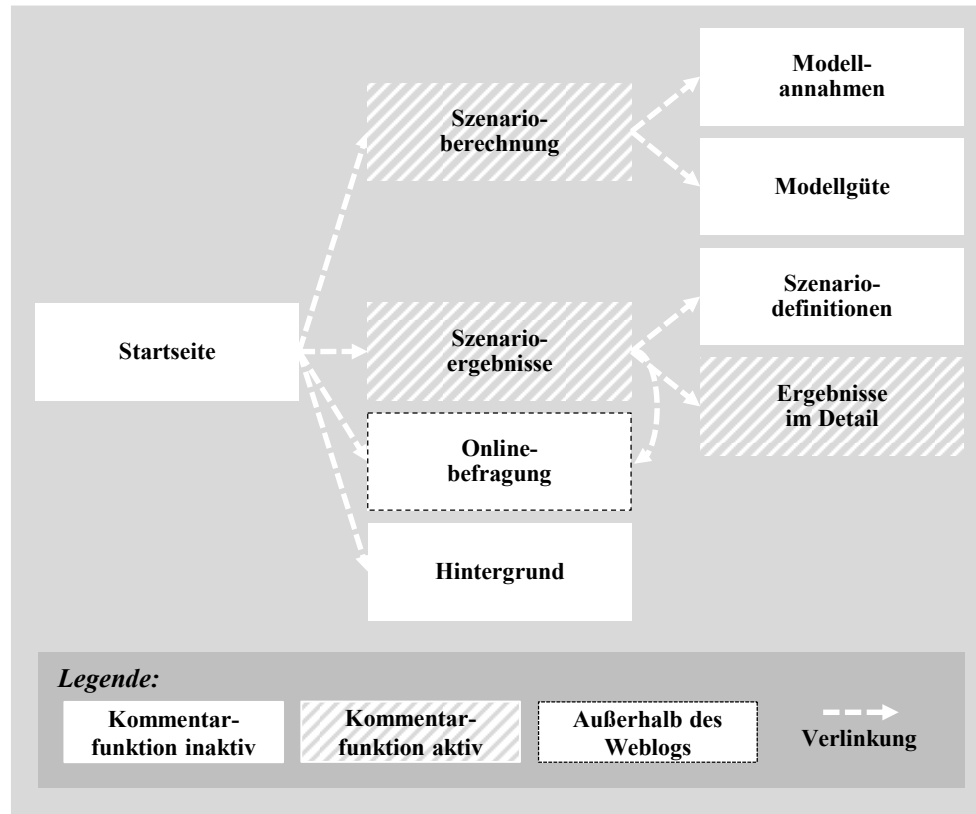


Abbildung 91: Hierarchische Struktur des Weblogs auf energieszzenarien.de

Insgesamt besteht der erstellte Weblog aus acht inhaltlichen Seiten sowie einem Impressum. Die hierarchische Struktur des Weblogs ist in Abbildung 91 dargestellt. Auf der *Startseite* wird knapp die Motivation des Weblogs und der Aufbau für die Besucher erklärt (siehe Abbildung 90).³¹² Weitere allgemeine Details zum Projekt sind unter der Seite *Hintergrund* zusammengefasst. Die Struktur der verwendeten energiewirtschaftlichen Modelle wird zunächst unter dem Punkt *Szenarioberechnung* allgemein vorgestellt und in den untergeordneten Seiten *Modellannahmen* und *Modellgüte* vertieft, was die angestrebte Methodentransparenz gewährleisten soll. Im Mittelpunkt der Internetpräsenz steht die Seite *Szenarioergebnisse*: Hier werden die Szenario-konfigurationen definiert sowie ein Überblick über die Ergebnisse gegeben. Zusätzlich

³¹² Die Umsetzung der *Startseite* sowie der Seiten *Szenariogestaltung* und *Szenarioergebnisse* ist in Anhang A.13 dargestellt.

wird dort die Wahl einer präferierten Szenariowelt ermöglicht sowie auf die umfangreichere Onlinebefragung verwiesen, welche auch direkt über die Startseite erreicht werden kann. Für Besucher des Weblogs mit besonderem energiewirtschaftlichem Interesse gibt es zudem Verweise auf die Unterseiten *Szenariodefinitionen* und *Ergebnisse im Detail*, auf denen die Entwicklung der Szenariowelten in größerer Detailtiefe dargestellt wird. Insgesamt wird auf dem Weblog auf eine neutrale, verständliche Sprache geachtet, die Wertungen bezüglich der Szenariowelten vermeidet, um die Befragung nicht zu beeinflussen. Die Seiteninhalte werden zudem auf die wichtigsten Informationen beschränkt, damit die Teilnahmebereitschaft an der Umfrage nicht bereits im Vorfeld negativ beeinflusst wird (Maurer und Jandura 2009). Die Möglichkeit, öffentliche Kommentare zu hinterlassen, ist auf drei zentralen Seiten implementiert (*Szenariogestaltung*, *Szenarioergebnisse*, *Ergebnisse im Detail*).³¹³

12.2.3 Onlinebefragung

Die Onlinebefragung wird technisch mit der Befragungssoftware *LimeSurvey* umgesetzt, welche ebenfalls auf einer *MySQL*-Datenbank basiert.³¹⁴ Die Onlinebefragung besteht aus insgesamt drei Abschnitten: Der erste Teil beschränkt sich auf allgemeine Fragen zur Energie- und Umweltpolitik. Hier wird als Trendfrage die Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks verwendet, welche auch in den Telefonbefragungen berücksichtigt ist (siehe Abschnitt 4.2.6).

Im folgenden Frageteil werden zunächst die Ergebnisse der Szenariorechnungen in 2030 ausführlich präsentiert, was sicherstellen soll, dass die Befragten auch ohne Kenntnisse der Inhalte des Weblogs an der Umfrage teilnehmen können. Anschließend werden in einem Zwischenschritt die Befragten um eine Zuordnung der Szenariowelten zu den energiepolitischen Zielen gebeten. Dieser Zwischenschritt wird implementiert, damit sichergestellt wird, dass die Teilnehmer sich vor der anschließenden Abgabe einer Präferenz für eine Szenariowelt mit den jeweiligen Ergebnissen auseinandergesetzt haben. Neben der Angabe der präferierten Szenariowelt werden die Teilnehmer der Onlinebefragungen nach möglicherweise fehlenden Optionen zur zukünftigen Entwicklung des Stromversorgungssystems befragt. Anschließend werden die Teilnehmer um die Angabe der für sie wichtigsten drei Faktoren bei der Wahl einer Szenariowelt gebeten, was einen Abgleich mit der Reihung der Akzeptanzfaktoren auf Basis der Telefonbefragungen in Abschnitt 4.2.2 ermöglicht. Die Befragten haben zudem die Möglichkeit fehlende Faktoren für die Bewertung der Szenarien anzugeben. Im letzten

³¹³ Die Kommentarfunktion wird nicht auf allen Seiten aktiviert, um eine inhaltliche Auswertung zu erleichtern.

³¹⁴ Die Umsetzung der Onlinebefragung ist im Anhang A.14 dokumentiert.

Teil der Befragung werden die Teilnehmer gebeten persönliche Daten, z. B. zu ihrem Alter, sowie ihren Bezug zur Energiewirtschaft anzugeben.

Das Vorgehen bei der Erstellung und Prüfung der Onlineumfrage wird analog zu den Telefonbefragungen in Kapitel 4 durchgeführt (siehe Abbildung 13). Nach der Zusammenstellung und Umsetzung des Fragebogens in *LimeSurvey* wird dieser durch einen Fragebogenexperten des Instituts für Kommunikationswissenschaft an der TU Dresden geprüft, anschließend wird ein zweistufiger Pretest durchgeführt. In der ersten Stufe wird die *Think-aloud-Methode* zum Test des Fragebogenverständnisses herangezogen (Prüfer und Rexroth 1996), in der zweiten Stufe wird die Befragung durch mehrere Personen eigenständig online ausgefüllt, welche anschließend um kritisches Feedback hinsichtlich möglicher Verständnisprobleme gebeten werden.

12.3 Ergebnisse der Nutzung von Onlinemethoden

Im Folgenden werden die durch die Onlinemethoden erzielten Ergebnisse präsentiert. Hierzu wird zunächst auf den Weblog als Mittel der Wissenschaftskommunikation allgemein eingegangen, anschließend werden die Ergebnisse der Onlinebefragung vorgestellt.

12.3.1 Weblog

Nach der Herausgabe von Presseinformationen sind Hinweise auf den Weblog in der Printausgabe der *Energiewirtschaftlichen Tagesfragen*, im Online-Newsletter von *Energie & Management* sowie im Energie-Newsletter *LBD Explorer Daily* erschienen. Durch diese Medienhinweise sowie die Verteilung in sozialen Netzwerken, wie *XING*, wurde der Weblog auf Basis der *Google-Analytics*-Auswertung innerhalb eines Zeitraums von vier Wochen vom 26. Juni bis zum 24. Juli 2015 von insgesamt 1.138 Besuchern aufgerufen.³¹⁵ Eine öffentliche Interaktion der Nutzer mit Hilfe der Kommentarfunktion ist in dem Untersuchungszeitraum nicht in Anspruch genommen worden. Stattdessen sind die Besucher auf andere Möglichkeiten ausgewichen, um Kommentare zu hinterlassen, Verständnisfragen zu stellen oder Interesse an den Ergebnissen der Befragung zu bekunden: Hierzu wurde zum einen die Möglichkeit zur Kontaktaufnahme per E-Mail genutzt und zum anderen wurden die Kommentarfelder in der Onlinebefragung verwendet. Während die Antworten in der Onlinebefragung anonym abgegeben werden und somit keine Rückschlüsse auf den konkreten Hintergrund der Teilnehmer zulassen, zeigen die Anfragen per E-Mail, dass verschiedene Bereiche der Energiewirtschaft mit der Internetpräsenz erreicht werden konnten. So stammen die

³¹⁵ Eine detailliertere Auswertung der Besucher ist nicht möglich, da die IP-Adressen der Besucher aus Datenschutzgründen nicht gespeichert werden können.

Anfragen von regionalen Energieversorgungsunternehmen, von öffentlichen Institutionen sowie von einzelnen Wissenschaftlern. Dies sowie die vergleichsweise große Besucherresonanz zeigen, dass die Inhalte des Weblogs innerhalb eines kurzen Zeitfensters an Personen aus der relevanten Zielgruppe verbreitet werden konnten.

12.3.2 Onlinebefragung

12.3.2.1 Stichprobenbeschreibung

An der Onlinebefragung haben insgesamt 89 Personen teilgenommen, davon haben 78 den Onlinefragebogen vollständig ausgefüllt (Abbruchquote von 12,4%). In Relation zu den Besuchern des Weblogs haben somit 6,8% die Umfrage vollständig beantwortet. In Tabelle 73 ist die demografische Charakteristik der Stichprobe der Onlinebefragung den Stichproben sowie der Grundgesamtheit der repräsentativen Telefonbefragungen aus Abschnitt 4.2.1 gegenübergestellt.

Tabelle 73: Stichproben in den Befragungen sowie Grundgesamtheit der Telefonbefragung

Ausprägung	Beschreibung	1. Telefon- befragung	2. Telefon- befragung	Online- befragung	Grund- gesamtheit ^a
Teilnehmer	Anzahl	1.006	1.012	89	-
Befragungs- zeitraum	Datum	21.10. – 27.11.2013	24.02. – 28.03.2014	26.06. – 24.07.2015	-
Geschlecht	Anteil Männer	47,6%	44,1%	86,8%	48,3%
Alter	Durchschnitt	50,3	50,4	31,6	50,0
Bildungs- niveau	Anteil Abitur und höher	52,6%	50,9%	100,0%	29,3%

^a Deutsche Bevölkerung ab 18 Jahren, Quelle: Statistisches Bundesamt (2013).

Aus der Gegenüberstellung geht hervor, dass die erhobenen Stichproben aus Telefon- und Onlinebefragung auf Basis der demografischen Eigenschaften kaum miteinander vergleichbar sind. Am deutlichsten zeigt sich der Unterschied zwischen beiden Erhebungsarten im hohen Bildungsniveau der Teilnehmer der Onlinebefragung, welche jeweils mindestens das Abitur als ihren höchsten Bildungsabschluss angaben. Zudem sind die Teilnehmer der Onlineumfrage vergleichsweise jung und überwiegend männlich. Die Zusammensetzung der Onlinestichprobe kann sowohl auf die zugrunde liegende Zielgruppe als auch auf die verwendeten Verteilungskanäle zurückgeführt werden. So ist ein hoher Männeranteil für das energiewirtschaftliche Forschungs- und

Berufsumfeld charakteristisch.³¹⁶ Dies wird exemplarisch an der Geschlechterverteilung am Energiewirtschafts-Newsletters *Strommarkttreffen* deutlich, welcher einen Männeranteil von 76% aufweist (Stand: 1. August 2015) und als Verbreitungskanal für den Weblog genutzt wurde. Der starke Bezug zur Energiewirtschaft der Teilnehmer wird auch im Rahmen der Befragung bestätigt. So geben 38,2% bzw. 49,4% der Befragten an, einen Bezug zur Energiewirtschaft im Studium bzw. im Beruf zu haben.

Beachtenswert ist zudem, dass nahezu die Hälfte (48,4%) der Teilnehmer der Onlinebefragung einen Ökostromtarif für ihren Strombezug abgeschlossen hat.³¹⁷ Da deutschlandweit nur 17,0% der Haushalte einen Ökostromtarif besitzen (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2014), kann dies als Indiz für ein relativ hohes Umweltbewusstsein der Umfrageteilnehmer im Vergleich zur Gesamtbevölkerung interpretiert werden. Gleichzeitig weisen die Teilnehmer eine überproportionale Parteipräferenz für die Partei *Die Grünen* auf, welche 27,0% der Befragten auf Basis der *Sonntagsfrage* wählen würden –im Vergleich dazu hat die Partei *Die Grünen* bei der Bundestagswahl in 2013 lediglich 8,4% aller gültigen Zweitstimmen erhalten.

Aufgrund der geringen Teilnehmeranzahl in der Onlinebefragung wird bei der anschließenden Auswertung auf eine Unterscheidung von Fallgruppen nach den hier beschriebenen demografischen Eigenschaften verzichtet. Bei der Interpretation der Ergebnisse sollten jedoch der demografische Hintergrund der Befragten, der fachliche Bezug der Befragten zur Energiewirtschaft und das Umweltbewusstsein der Befragten beachtet werden.

12.3.2.2 Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks

Eine Möglichkeit zum Vergleich der Verteilung der Präferenzen innerhalb der Telefon- und Onlinebefragungen erlaubt die Bewertung des wichtigsten Elements des energiepolitischen Zieldreiecks, welche in allen Umfragen als Trendfrage berücksichtigt ist (vgl. Abschnitt 4.2.6.2). Die jeweiligen Ergebnisse der Befragungen sind hierzu in Abbildung 92 gegenübergestellt.

Eine zu den Telefonbefragungen abweichende Präferenz zeigt sich bei der Onlinebefragung insbesondere in der niedrigen Gewichtung einer *preiswerten* Versorgung, welche 9% der Befragten als wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung nennen. Eine ähnlich niedrige Bewertung in Höhe von 11% bzw. 14% für eine *preiswerte* Versorgung kann jedoch auch in den Telefonbefragungen festgestellt werden, wenn analog zum

³¹⁶ Auf die konkreten Hintergründe der Dominanz von Männern in dem Industriesektor soll an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden.

³¹⁷ Teilnehmer, die keine Auskunft geben konnten, sind nicht berücksichtigt worden.

Bildungsniveau der Teilnehmer in der Onlinebefragung nur Personen mit hohem Bildungsniveau (Abitur und höher) berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 4.2.3.2).

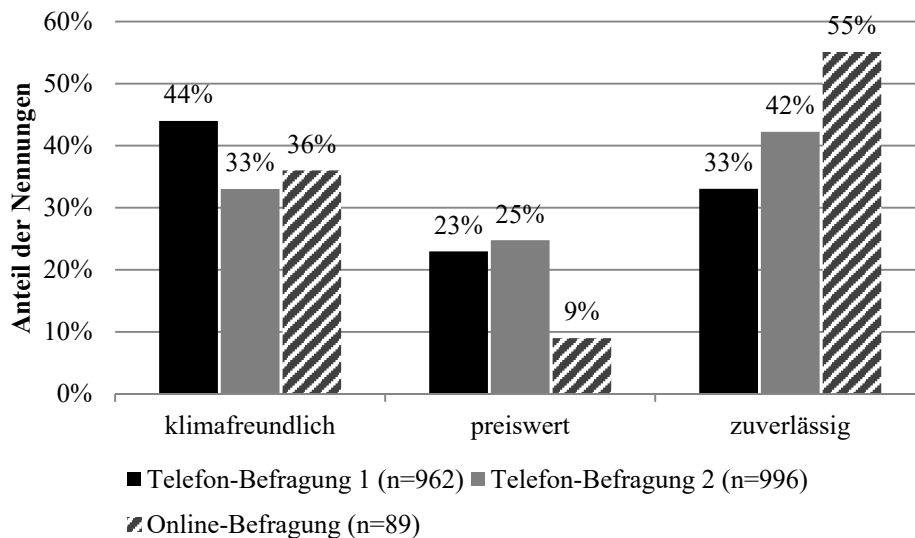


Abbildung 92: Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks in den Telefonbefragungen und der Onlinebefragung

Besonders in der zweiten, jüngeren Telefonbefragung ist bei einer Beschränkung auf Teilnehmer mit hohem Bildungsniveau die Gewichtung der anderen Ziele der Energieversorgung auf einem ähnlich hohen Niveau wie in der Onlinebefragung. So werden dort *klimafreundlich* von 32% sowie *zuverlässig* von 54% der Befragten mit hohem Bildungsniveau als wichtigste Eigenschaft der Versorgung genannt. Die Ursache für die abweichende Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks in der Onlinebefragung kann daher eher auf die demografischen Eigenschaften der Stichprobe als beispielsweise auf eine zeitliche Veränderung von Präferenzen zurückgeführt werden (vgl. Abschnitt 4.2.6.2).

12.3.2.3 Präferenz Szenariowelt

Nach der Präsentation der Ergebnisse der Szenariorechnungen in 2030 werden den Befragten die vier Szenariowelten zur Wahl gestellt. Die hieraus resultierende Verteilung der Präferenzen ist in Abbildung 93 dargestellt. Mit einem Anteil von 55% entscheiden sich die meisten Teilnehmer für die *Grüne-Welt* ⑤. Weitere 12% der Befragten präferieren die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ②. Die *Referenz-Welt* ①, welche die aktuelle Energiepolitik der Bundesregierung repräsentiert, wird hingegen nur von 13% der Befragten gewählt und erhält weniger Zustimmung als die *Konventionelle-Welt* ④, die

von 20% der Teilnehmer präferiert wird. Somit bekräftigt die Onlinebefragung das Ergebnis der repräsentativen Telefonbefragungen auch unter Einbezug detaillierter Auswirkungen, dass eine Präferenz für einen noch ambitionierteren Transformationspfad besteht – also für einen Transformationspfad, der über die Energiewendepläne der Bundesregierung hinausgeht.

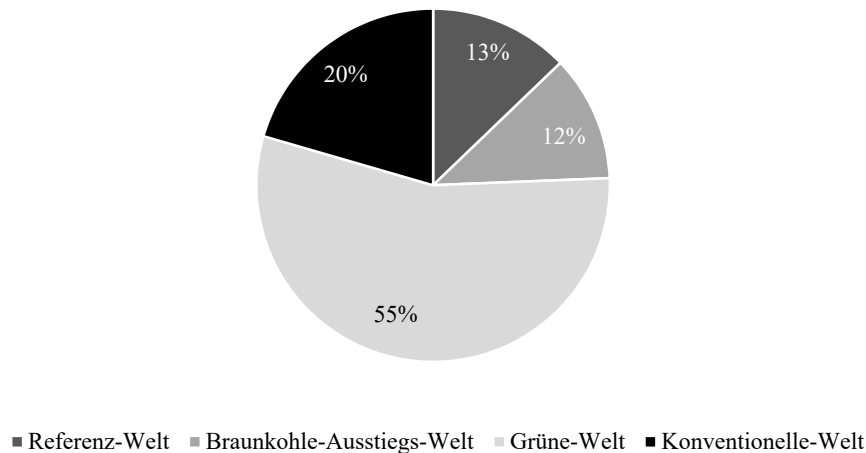


Abbildung 93: Präferenzen für die Szenariowelten (n=78)³¹⁸

Als Ergänzung zu der Präferenzangabe für eine der vier Szenariowelten wird im nächsten Schritt des Onlinefragebogens nach fehlenden, nicht zur Wahl gestellten Transformationspfaden gefragt. Bereits hinreichend sind die präsentierten Szenariowelten für 56% der Teilnehmer. Insgesamt 32 Teilnehmer bzw. 44% der Teilnehmer schlagen zusätzliche Szenariowelten vor bzw. nutzen das Freifeld für allgemeine Kommentare bzw. Hinweise. Konkret beziehen sich 22 Nennungen auf Vorschläge zu abweichenden Szenariokonfigurationen. Am häufigsten wird mit 13 Nennungen eine stärkere Nutzung der Kernenergie vorgeschlagen, häufig in Kombination mit einem Ausbau von Erneuerbaren Energien. Dieser Vorschlag wird an dieser Stelle jedoch nicht weiterverfolgt, da er den geäußerten Bevölkerungspräferenzen hinsichtlich der weiteren Nutzung der Kernenergie grundsätzlich entgegensteht (vgl. Abschnitt 4.2.4).³¹⁹ Andere Befragte schlagen beispielsweise einen noch stärkeren Ausbau von Erneuerbaren Energien oder

³¹⁸ Fragewortlaut: „Wenn Sie sich entscheiden müssten, welches Szenario sollte Ihrer Meinung nach in Deutschland umgesetzt werden?“

³¹⁹ Grundsätzlich stellt dieser Vorschlag mit Blick auf das Treibhausgaseinsparpotenzial jedoch eine aus energiewirtschaftlicher Perspektive interessante Option dar.

eine Dezentralisierung des Energiesystems als zusätzlichen Transformationspfad vor.³²⁰ Dies zeigt, dass grundsätzlich noch eine Vielzahl weiterer Transformationspfade für das zukünftige Stromversorgungssystem denkbar ist. Gleichzeitig konnte jedoch keine alternative Szenariokonfiguration identifiziert werden, die im Vergleich zu den bisherigen Szenariowelten den Bevölkerungspräferenzen besser gerecht werden kann.

12.3.2.4 Bewertung der wichtigsten Faktoren

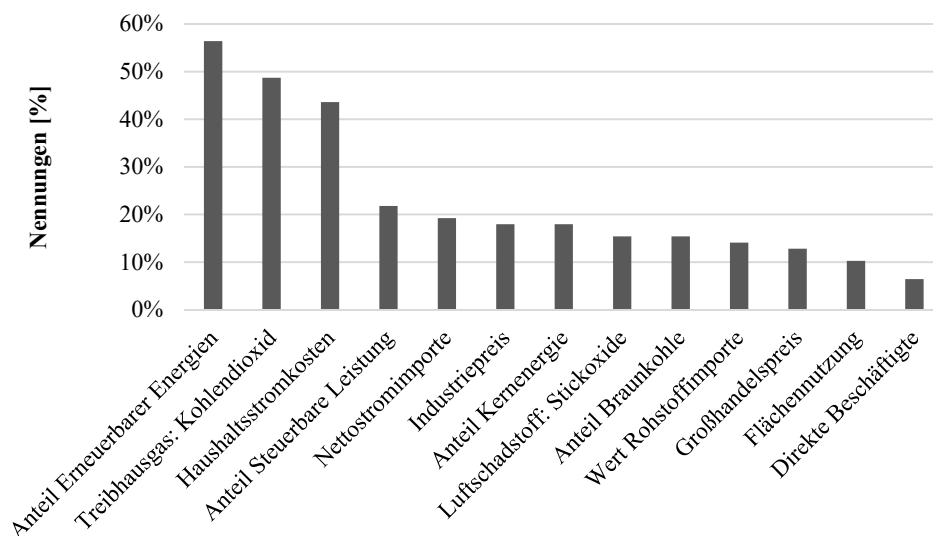


Abbildung 94: Nennung als einer der drei wichtigsten Faktoren für die Wahl einer Szenariowelt (n=78)

Die Teilnehmer der Onlinebefragung werden im Anschluss an die Angabe einer Präferenz für eine Szenariowelt auch nach den wichtigsten Faktoren bei der getroffenen Auswahl befragt. In Abbildung 94 sind die Antworten nach der Häufigkeit der Nennung sortiert dargestellt. Dabei heben sich die Faktoren *Anteil Erneuerbarer Energien*, *Treibhausgas: Kohlendioxid* sowie *Haushaltsstromkosten*, die von mindestens 44% der Befragten als einer der drei wichtigsten Faktoren genannt werden, von den weiteren Faktoren ab, die maximal von 22% der Befragten ausgewählt werden. Diese Eigenschaften repräsentieren die Akzeptanzfaktoren *Rohstoffverfügbarkeit*, *global wirkende Emissionsfaktoren* sowie *Kosten und Preise*, welche bereits in den repräsentativen

³²⁰ Vier Befragte sprechen sich für eine Betrachtung von dezentralen bzw. zentralen Optionen aus, bspw. hinsichtlich des Desertec-Projektes oder der Berücksichtigung von Smart-Grids. In drei weiteren Nennungen wird ein stärkerer Ausbau von Erneuerbaren Energien bzw. eine vollständige Dekarbonisierung präferiert. Jeweils in einer Nennung wird ein Kernfusionsszenario bzw. eine stärkere Nutzung von konventionellen Technologien außer Kernenergie vorgeschlagen.

Bevölkerungsbefragungen als sehr wichtig bewertet worden sind. Die Ergebnisse der Onlinebefragung können somit als Bekräftigung der Bedeutung dieser Akzeptanzfaktoren interpretiert werden.

Analog zu den Bevölkerungsbefragungen finden sich auch die Faktoren *Flächennutzung* sowie *Direkte Beschäftigte* auf den hinteren Bewertungsrängen in der Onlinebefragung. Auffallend ist hingegen die vergleichsweise seltene Nennung des *Luftschadstoffs: Stickoxid*, welcher von lediglich 15% der Befragten als einer der drei wichtigsten Faktoren für die Wahl der Szenariowelt betrachtet wird. Bei den repräsentativen Bevölkerungsbefragungen nahm der dazugehörige Akzeptanzfaktor (*lokal wirkende Emissionen*) hingegen noch einen der vordersten Plätze ein. Hierbei kann quasi ausgeschlossen werden, dass allein demografische Faktoren für diesen Unterschied verantwortlich sind, da der Akzeptanzfaktor von allen betrachteten demografischen Gruppen in der Telefonbefragung als hoch eingeschätzt wurde (vgl. Abschnitt 4.2.2.2). Stattdessen könnten die Ursachen in diesem Fall in einer abweichenden Methodik bzw. Fragestellung zwischen Online- und Telefonbefragung liegen: So wird zum einen in der Telefonbefragung die Bedeutung der einzelnen Akzeptanzfaktoren unabhängig voneinander ermittelt, während die Faktoren bei der Onlinebefragung in ein direktes Konkurrenzverhältnis gestellt werden. Zudem wird in der Telefonbefragung lediglich die allgemeine Bedeutung der Akzeptanzfaktoren untersucht, in der Onlinebefragung wird hingegen explizit die Bedeutung bei der Wahl der Szenariowelt betrachtet, welche vor dem Hintergrund der konkreten Ergebnisse stattfindet. Hierbei ist es durchaus möglich, dass lokal wirkende Emissionen nicht als markantes Unterscheidungsmerkmal zwischen den Szenariowelten wahrgenommen werden, da diese in allen Szenariowelten im Vergleich zum Basisjahr sinken und zugleich im hohen Maß mit den global wirkenden Treibhausgasen korrelieren. Das Ergebnis der Onlinebefragung sollte daher nicht dazu führen, diesen oder einen anderen Faktor aus der Betrachtung zu entfernen, da diese bei abweichenden Ausprägungen hinsichtlich der Szenarioergebnisse durchaus eine größere Rolle bei der Bewertung einnehmen könnten.

Neben der Bewertung der Bedeutung der Faktoren konnten die Teilnehmer der Onlinebefragung auch angeben, ob weitere Faktoren zur Bewertung der Szenariowelten fehlen. Für 62% der Teilnehmer waren die dargestellten Faktoren ausreichend. 38% der Teilnehmer, was 26 Nennungen entspricht, gaben jedoch an, dass ein oder mehrere Faktoren fehlten bzw. nutzten das Freifeld zur Abgabe von allgemeinen Kommentaren (sechs Nennungen). Mit fünf Nennungen wurden am häufigsten zusätzliche Faktoren vorgeschlagen, welche die Versorgungssicherheit bzw. die Sicherheit des Systems in abstrakter Form darstellen, z. B. in Bezug zur Anfälligkeit des Systems für Terroranschläge oder hinsichtlich der Regelbarkeit. Solche Faktoren lassen sich jedoch aus

objektiver Perspektive nur schwer quantitativ abbilden und sind daher für die hier verwendete Darstellung von Szenarioergebnissen wenig bzw. nicht geeignet. Vier Befragten würden das „Netz“ bzw. den notwendigen Netzausbau als Faktor zur Bewertung ergänzen. Im Rahmen des verwendeten Modellansatzes wird der Netzausbaubedarf durch Erneuerbare Energien bisher rein finanziell innerhalb der Endkundenpreise berücksichtigt. Eine Erweiterung beispielsweise um erforderliche Trassenkilometer könnte jedoch eine sinnvolle Ergänzung des bisherigen Ansatzes sein. Erwähnenswert ist zudem, dass drei Befragte politische Durchsetzbarkeit bzw. Umsetzungssicherheit der Szenariowelten als fehlenden Faktor benennen. Beide sind ebenfalls nicht für eine quantitative Abbildung geeignet und daher nicht bei den vorgestellten Szenarioergebnissen berücksichtigt. Diese Nennungen weisen jedoch auf die grundsätzliche Relevanz dieser Thematik hin, die im Rahmen des vorherigen Kapitels bereits näher betrachtet worden ist. Weitere von einzelnen Teilnehmern genannte Faktoren bezogen sich beispielsweise auf die Ausweisung der Subventionshöhe oder den Wunsch nach einer vollständigen Ökobilanzierung. Beide können die dargestellten Faktoren sinnvoll ergänzen, jedoch sind diese Erweiterungen dahingehend zu hinterfragen, ob die zusätzlich gewonnenen Informationen die Komplexitätserhöhung bei einer externen Bewertung rechtfertigen – dies gilt insbesondere dann, wenn nicht nur Personen mit energiewirtschaftlichem Vorwissen bei einer Bewertung von Szenarien einbezogen werden sollen.

12.4 Einordnung der Ergebnisse

Zunächst zeigt sich anhand der hohen Zahl von Websitezugriffen und an der direkten Kontaktaufnahme aus verschiedenen Bereichen der Energiewirtschaft, dass mit dem Weblog auf <http://www.energieszenarien.de> Szenarioergebnisse zeitnah und zielgruppenorientiert verbreitet werden konnten. Der Weblog konnte so dem Ziel, einen Beitrag zur Wissenschaftskommunikation zu liefern, durchaus gerecht werden. Dennoch ist eine offene Interaktion durch Kommentare unterblieben, was auf die alternativen Möglichkeiten zur direkten (per E-Mail) sowie zur anonymen Kontaktaufnahme (im Rahmen der Onlineumfrage) zurückgeführt werden kann.

Mit der Onlinebefragung sollte zudem untersucht werden, ob die Präferenz für einen ambitionierteren Transformationspfad, als es die Energiewendebeschlüsse der Bundesregierung vorsehen, bestehen bleibt, wenn die Auswirkungen auf weitere quantitative Faktoren in den Szenariowelten berücksichtigt werden. Dies wird durch die Ergebnisse der Onlinebefragung grundsätzlich bestätigt, auch wenn nicht die zuvor als Präferenzvariante identifizierte *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ②, sondern die noch darüber hinausgehende *Grüne-Welt* ⑤ von den meisten Befragten gewählt worden ist, welche neben

einem Braunkohleausstieg einen noch ambitionierteren Ausbau von Erneuerbaren Energien berücksichtigt. Einzuschränken ist das Ergebnis der Onlinebefragung jedoch dadurch, dass die erhobene Stichprobe keinen Anspruch auf einen repräsentativen Querschnitt der Bevölkerung erhebt. In der Folge ist das Ergebnis nicht ohne weiteres auf die Gesamtbevölkerung übertragbar, kann aber als Bekräftigung der Ergebnisse interpretiert werden, da in der Stichprobe keine Widerstände aufgrund der mit den ambitionierten Transformationspfaden verbundenen Preissteigerungen identifiziert werden konnten.

13 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Mit dieser Arbeit wird das Ziel verfolgt, das Spannungsfeld aus gesellschaftlicher Akzeptanz und technisch-ökonomischer Machbarkeit von Energietransformationspfaden zu untersuchen, um Handlungsoptionen der Energiepolitik auch aus gesellschaftlicher Perspektive bewerten zu können. Motiviert ist diese Zielsetzung dadurch, dass bisher bei der Umsetzung von energiepolitischen Maßnahmen die Gefahr besteht auf Ablehnung und Widerstand zu stoßen, was zu erheblichen Mehraufwendungen oder gar zum Scheitern einer Handlungsoption führen kann. Daher verfolgt diese Arbeit einen Ansatz, der gesellschaftliche Hemmnisse im Zusammenhang mit Energietransformationspfaden antizipieren will, um gesellschaftlich nicht umsetzbare Handlungsoptionen im Vorfeld ausschließen zu können bzw. alternative Lösungswege für diese aufzuzeigen. Die im Rahmen dieser Zielstellung und Motivation bearbeiteten Inhalte sowie die daraus folgenden Kernergebnisse werden zunächst nachfolgend zusammengefasst. Anschließend werden die Bedeutung sowie die Schlussfolgerungen der Arbeit diskutiert. Zuletzt werden Perspektiven für weitere Forschungsfelder aufgezeigt.

13.1 Zusammenfassung

13.1.1 Bestehende Szenariostudien (Kapitel 3)

Nach einer Einführung grundlegender Begriffe (Kapitel 2) werden in Kapitel 3 bestehende Szenariostudien von Bundesinstitutionen hinsichtlich der Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren untersucht. Konkret werden drei Fragestellungen analysiert:

- *Werden relevante Auswirkungen für die Bevölkerung in den Szenariostudien untersucht (Akzeptanzfaktoren)?*
- *Wird die politische Durchsetzbarkeit in den Szenariostudien betrachtet?*
- *Wie ist die Daten- und Methodentransparenz in den Szenariostudien ausgestaltet?*

Die dazu vorgenommene Inhaltsanalyse zeigt, dass bei den ausgewählten Szenariostudien auf allen drei Untersuchungsebenen Verbesserungspotenzial vorhanden ist. Hieraus kann die Notwendigkeit zur Erweiterung bestehender Ansätze für Szenariostudien abgeleitet werden, sofern nicht nur die technische, sondern auch die gesellschaftliche Umsetzbarkeit eines Transformationspfads untersucht werden soll. Neben dieser grundlegenden Erkenntnis bildet der abgeleitete Analyserahmen in Bezug

auf die *gesellschaftliche Akzeptanz* und die *politische Durchsetzbarkeit* die Grundlage für das weitere Vorgehen der Arbeit.

13.1.2 Bevölkerungsbefragungen (Kapitel 4–5)

Der erste Schritt der Analyse energiepolitischer Handlungsoptionen besteht darin, diese im Rahmen von zwei deutschlandweiten, telefonischen Bevölkerungsbefragungen zu untersuchen. Mit Hilfe der ersten Befragung sollen die relevanten Eigenschaften (Akzeptanzfaktoren) eines Energietransformationspfads aus Bevölkerungssicht identifiziert werden. Darauf aufbauend werden mit der zweiten Befragung präferierte Handlungsoptionen sowie Grenzen der Akzeptanz ermittelt.

Die erste Befragung zeigt, dass insbesondere umweltbezogene Akzeptanzfaktoren durch die deutsche Bevölkerung hoch gewichtet werden. Überraschend ist, dass gesamtwirtschaftlichen Aspekten, wie *Beschäftigung* oder *Gesamtwohlfahrt*, eine untergeordnete Bedeutung beigemessen wird, obwohl diese häufig in der politischen Diskussion herangezogen werden. Die Ergebnisse in der zweiten Befragung verstärken den Eindruck, dass eine breite Unterstützung für ambitionierte Energietransformationspfade in Deutschland vorhanden ist. Insgesamt stimmen die Bevölkerungspräferenzen weitgehend mit den Zielen der Bundesregierung für die Energiewende (Energiekonzept) überein bzw. gehen sogar darüber hinaus. Abweichend zum Energiekonzept besteht der Wunsch nach einer Senkung von lokal wirkenden Emissionen und nach einem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung. Die Unterstützung von ambitionierten Energietransformationspfaden spiegelt sich zudem in deutlich positiven zusätzlichen Zahlungsbereitschaften seitens der Mehrheit der Bevölkerung wider.

Trotz des zunächst recht eindeutigen Bildes in den Befragungen sind die gewonnenen Erkenntnisse vor einigen methodischen Einschränkungen zu betrachten, die z. B. in Form von potenziellen Übertreibungen bei der Nennung von Zahlungsbereitschaften zu Tage treten (hypothetische Verzerrung). Daneben sei auf die mögliche Veränderung von Präferenzen über die Zeit bzw. durch bestimmte Ereignisse hingewiesen. Deutlich wird dieses Phänomen bei der untersuchten Trendfrage bezüglich des energiepolitischen Zieldreiecks: Hier hat sich die stärkste Präferenz von *Umweltfreundlichkeit* innerhalb eines Zeitfensters von wenigen Monaten zu *Versorgungssicherheit* verschoben. Daher werden in Kapitel 5 Ereignisse identifiziert, die zu einer Verschiebung von Prioritäten und Präferenzen bei der Bewertung eines Stromversorgungsystems führen können. Die Betrachtung verdeutlicht, dass die Einstellungen zu den einzelnen Akzeptanzfaktoren einer großen Variabilität unterliegen können. So ist z. B. zu erwarten, dass eine Rezession die Bedeutung der gesamtwirtschaftlichen Faktoren im Rahmen der Energie-

politik wieder in den Vordergrund rücken würde. Im Ergebnis bedeutet dies, dass Akzeptanzfaktoren bei der Analyse von energiepolitischen Handlungsempfehlungen möglichst umfangreich berücksichtigt werden sollten, denn auch wenn einzelne Faktoren derzeit nicht im Fokus seitens der Bevölkerung stehen, kann ihre Bedeutung einerseits durch exogene Ereignisse und andererseits durch Rückkopplungseffekte zunehmen.

13.1.3 Modellierung von Energieszenarien (Kapitel 6–10)

Vor dem Hintergrund der bereits gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich des Verbesserungspotenzials bei Szenariostudien und der Bedeutung einer umfangreichen Einbeziehung von Akzeptanzfaktoren dienen die Kapitel 6 bis 10 dazu, eine Bewertung von energiepolitischen Handlungsoptionen auf Basis quantitativer Auswirkungen zu ermöglichen. Dazu wird als erstes die Grundstruktur des deutschen Strommarktes sowie die Zusammensetzung des Endkundenpreises in Kapitel 6 vorgestellt, um das Verständnis hinsichtlich des Zusammenwirkens der im Anschluss verwendeten Modellansätze zu ermöglichen. Im Rahmen des Kapitels 7 werden sowohl der Ansatz als auch die Datengrundlage des Strommarktmodells *ELTRAMOD-INVEST* vorgestellt, welches in der Grundversion am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden entwickelt worden ist. *ELTRAMOD-INVEST* wird im Rahmen der Arbeit um mehrere Aspekte erweitert, dies umfasst u. a. die mehrjährige Betrachtung, den endogenen Zubau von Kraftwerken, die Berücksichtigung von Emissionsfaktoren sowie die Flexibilisierung der Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Obwohl zur Reduzierung der Komplexität einige Vereinfachungen im Modellansatz notwendig sind, zeigt die Validierung der Ergebnisse für das Basisjahr 2012 eine hohe Übereinstimmung mit Realdaten. In Kapitel 8 wird anschließend ein originär entwickeltes EEG-Modell präsentiert. Auch hier konnte im Rahmen einer Validierung die Funktionsfähigkeit des Modellansatzes unter Beweis gestellt werden. Ergänzt werden die beiden Modellansätze in Kapitel 9 um einen Ansatz zur Bestimmung der sonstigen Kostenbestandteile der Endkundenpreise, welche um Veränderungen im Netzausbaubedarf angepasst werden. In Kombination stellen die drei Ansätze die Voraussetzung zur Bewertung der im Anschluss formulierten Transformationspfade bzw. Szenariowelten dar.

Insgesamt werden in Kapitel 10 vier alternative Szenariowelten sowie acht abweichende Sensitivitätsanalysen definiert: Grundlage der Bewertung stellt eine *Referenz-Welt* ❶ dar, welche die bisherige Energiepolitik der Bundesregierung umsetzt. Darauf aufbauend werden auf Grundlage der in den Bevölkerungsumfragen ermittelten Präferenzen die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ❷ und die *Grüne-Welt* ❸ definiert, die jeweils einen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis 2030 vorsehen und im Fall der *Grünen-Welt* ❸ einen noch ambitionierteren Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen

berücksichtigt. Ergänzt werden diese Transformationspfade um die *Konventionelle-Welt* ④, in welcher entgegen dem Energiekonzept der Bundesregierung die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen ab 2020 eingestellt wird und ein Weiterbetrieb von Kernkraftwerken vorgesehen ist. Somit wird eine zusätzliche Handlungsoption untersucht, die zwar nicht den Bevölkerungspräferenzen auf Basis der Umfragen entspricht, jedoch einen zusätzlichen Vergleichspunkt für die weiteren Analysen (insbesondere im Rahmen des Weblogs) darstellt. Die Vorstellung und Analyse der Modellergebnisse bildet nach der Definition der Transformationspfade die Grundlage für die anschließende Bewertung der Bevölkerungspräferenzen. Daneben konnten im Rahmen der Analyse elementare energiewirtschaftliche Zusammenhänge aufgezeigt werden, die bei der Gestaltung von energiepolitischen Maßnahmen berücksichtigt werden sollten. So konnten z. B. der preiserhöhende Effekt von Effizienzmaßnahmen oder auch das Flexibilitätspotenzial der Elektromobilität beobachtet werden.

13.1.4 Gesellschaftliche Barrieren der Szenariowelten (Kapitel 11)

Gesellschaftliche Barrieren innerhalb der Szenariowelten werden in zwei Schritten untersucht. Zunächst wird die gesellschaftliche Akzeptanz aus Bevölkerungssicht untersucht, anschließend wird die politische Durchsetzbarkeit des präferierten Transformationspfads detailliert betrachtet.

13.1.4.1 Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Bewertung der Szenariowelten auf Basis der Bevölkerungsumfragen kommt zunächst zu dem Ergebnis, dass sowohl die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② als auch die *Grüne-Welt* ③ den erhobenen Bevölkerungspräferenzen entsprechen. Dies ist wenig überraschend, da die Bevölkerungspräferenzen bereits bei der Definition der beiden Szenariowelten einbezogen wurden. Zusätzlich wird in der Analyse ersichtlich, dass die Entwicklung der Haushaltsstrompreise in allen Szenariowelten mit den erhobenen Zahlungsbereitschaften aus der zweiten Telefonbefragung vereinbar ist (sofern zunächst eine mögliche hypothetische Verzerrung vernachlässigt wird). Dies kann insbesondere darauf zurückgeführt werden, dass selbst bei einer deutlichen Zunahme des Großhandelspreises und der EEG-Umlage der relative Anstieg der Endkundenpreise vergleichsweise gering ausfällt, da andere Stromkostenbestandteile weitgehend konstant sind. Bei der Bewertung der gesellschaftlichen Präferenzen sollte die erhobene Zahlungsbereitschaft jedoch um eine potenzielle hypothetische Verzerrung korrigiert werden: Wird dazu ein entsprechender Korrekturfaktor angewandt, kristallisiert sich die *Braunkohle-Ausstiegs-Welt* ② als die Variante heraus, die den Bevölkerungspräferenzen sowohl für die Basisannahmen als auch in allen durchgeführten Sensitivitätsanalysen

entspricht. Einzuschränken ist das Ergebnis dahingehend, dass bei der Bewertung durch die Bevölkerung bisher nicht alle Akzeptanzfaktoren umfänglich einbezogen werden. Zudem besteht die Möglichkeit, dass sich die Bevölkerungspräferenz über die Zeit bzw. durch exogene Ereignisse, wie einen Stromausfall oder eine Rezession, in eine andere Richtung verändern kann. Zuletzt ist hinsichtlich eines Braunkohleausstiegs zu beachten, dass selbst eine klare Präferenz aus Bevölkerungsperspektive nicht zwingend zu einer politischen Umsetzung führen muss. Daher wird ein zusätzlicher Analyseschritt erforderlich.

13.1.4.2 Politische Durchsetzbarkeit der Szenariowelten

Der zur Untersuchung bestehender Szenariostudien in Kapitel 3 erstellte Analyserahmen mit den Schritten *rechtliche Umsetzbarkeit* und *politische Machbarkeit* bildet die Basis für die Betrachtung der politischen Durchsetzbarkeit der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2*. Die Analyse verdeutlicht, dass rechtliche Schranken insbesondere im Hinblick auf einen Eingriff in die Eigentumsrechte der Kraftwerksbetreiber vorhanden sind. Diese können neben angemessenen Übergangsfristen zusätzliche, finanzielle Aufwendungen in Milliardenhöhe erfordern. Bevor diese jedoch zum Tragen kommen, sind weitere Barrieren im politischen Umfeld zu beachten: So würde eine rechtliche Implementierung der *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* derzeit bereits am politischen Willen der Koalitionsparteien scheitern – insbesondere aufgrund des Widerstands aus Reihen der CDU/CSU. Dies bestätigt auch die Politikfeldanalyse von Akteurspositionen hinsichtlich der gescheiterten Einführung eines *Klimabeitrags*, welcher unmittelbar die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken beeinträchtigt hätte und daher als politischer Lackmustest für die Umsetzung eines Braunkohleausstiegs interpretiert werden kann. Entsprechend ist die politische Umsetzung einer *Braunkohle-Ausstiegs-Welt 2* gegenwärtig als eher unrealistisch einzuschätzen. Perspektivisch ist jedoch eine abweichende Bewertung möglich. Dies gilt insbesondere dann, wenn den von einem Braunkohleausstieg betroffenen Regionen Alternativen angeboten werden, die Strukturbrüche verhindern. Genauso ist zu erwarten, dass eine andere Koalitionskonstellation – ohne Beteiligung der CDU/CSU – auf Bundesebene zu einer neuen Bewertung führen könnte.

13.1.5 Onlinemethoden (Kapitel 12)

Im letzten inhaltlichen Schritt werden Onlinemethoden eingesetzt (Kapitel 12), um einerseits die Wissenschaftskommunikation im Bereich der Energiewirtschaft zu unterstützen und andererseits, um die bisher erzielten Ergebnisse zu validieren. Dazu wurde ein Weblog auf www.energieszenarien.de eingerichtet, der innerhalb einer vierwöchigen Feldzeit über tausend Zugriffe erreichen konnte. Die hohe Anzahl an

Zugriffen sowie die Kontaktaufnahme aus verschiedenen Bereichen der Energiewirtschaft (Praxis, Forschung und öffentliche Einrichtungen) belegen, dass eine hohe Verbreitung der Forschungsergebnisse erreicht werden konnte.

Entsprechend der Zielgruppe und der genutzten Verbreitungskanäle sind mit der Onlinebefragung insbesondere Personen mit energiewirtschaftlichem Hintergrund erreicht worden. Dabei wird die Stichprobe der Onlinebefragung besonders durch ein hohes Bildungsniveau sowie ein hohes Umweltbewusstsein charakterisiert. Obwohl mit dieser Stichprobe keine für die deutsche Bevölkerung repräsentativen Ergebnisse erzielt werden können, bekräftigt die Befragung die bisherigen Ergebnisse, dass ein ambitionierterer Transformationspfad (inklusive eines Braunkohleausstiegs) auch unter Berücksichtigung weiterer Akzeptanzfaktoren akzeptiert werden würde.

13.2 Gesamtwürdigung der Arbeit und Schlussfolgerungen

Diese Arbeit führt im Gegensatz zu bisherigen Ansätzen im Zusammenhang mit der Energiewende einen Perspektivwechsel in Bezug zur gesellschaftlichen Berücksichtigung herbei. Bisher legen Szenariostudien ihren Fokus auf die technische Machbarkeit sowie einzelne Kosten- und Umweltaspekte. Die Gesellschaft spielt in diesem Fall eine sekundäre Rolle. Statt einer Berücksichtigung im vorab geschalteten Entscheidungsprozess werden so häufig erst im Anschluss Zeit und Aufwand in die nachgelagerte Überzeugung der Bevölkerung investiert. Der in der Arbeit verfolgte Ansatz setzt konsequent darauf, gesellschaftliche Präferenzen und Barrieren vorab in die Entscheidungsunterstützung bzw. -findung einzubeziehen. Dazu werden repräsentative Bevölkerungsbefragungen genutzt, mit denen einerseits die Präferenzen der Bevölkerung, andererseits die Grenzen der Akzeptanz in Form der Zahlungsbereitschaft ermittelt werden. Erst im Anschluss daran werden Szenariorechnungen durchgeführt, um energiepolitische Handlungsoptionen auch quantitativ bewerten zu können. Bei der anschließenden Gegenüberstellung von gesellschaftlichen Barrieren und Modellergebnissen werden jedoch auch die Grenzen dieses Ansatzes vor Augen geführt: So kann eine aus Bevölkerungsperspektive erwünschte Handlungsoption (hier der Braunkohleausstieg) auch an politischen und rechtlichen Schranken scheitern. Deutliche Veränderungen bei der Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks innerhalb eines Zeitfensters von wenigen Monaten weisen zusätzlich darauf hin, dass die mit der deutschen Energieversorgung zusammenhängenden Einstellungen (noch) nicht gefestigt sind. Es ist daher wahrscheinlich, dass unvorhergesehene bzw. nicht beeinflussbare Ereignisse (wie Rezessionen oder großflächige Stromausfälle), aber auch die Medienberichterstattung die Einstellung der Bevölkerung signifikant beeinflussen können. Diese Schranken zeigen zugleich den Ausblick auf weitere Forschungsfelder auf, welche im Anschluss diskutiert

werden. Insgesamt entwickelt die Arbeit so eine neue Perspektive auf die Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren, welche in Zukunft weiterverfolgt werden sollte, um volkswirtschaftliche Mehrkosten bei der Implementierung von nicht auf Akzeptanz stoßenden Maßnahmen zu vermeiden.

Zugleich werden durch die Arbeit aber auch energiewirtschaftliche Auswirkungen aktueller Handlungsoptionen in der deutschen Energiepolitik offengelegt. Beispielsweise im Hinblick auf den in 2015 diskutierten *Klimabeitrag*, der auch als Einstieg in den Braunkohleausstieg interpretiert werden kann. Die Ergebnisse der Szenario-rechnungen hinsichtlich eines Braunkohleausstiegs bis 2030 zeigen so beispielsweise, dass die resultierende Preissteigerung im Haushaltsbereich moderat ist und zugleich ein hohes Emissionseinsparungspotenzial vorhanden ist. Allerdings steigt durch einen Braunkohleausstieg auch die Abhängigkeit von ausländischen Rohstoffen sowie ausländischen Stromimporten. Die Bedeutung sowie die daraus resultierenden Risiken der Abhängigkeit sollten in Zukunft im politischen und gesellschaftlichen Diskurs bewertet werden. Denn inwiefern die Abhängigkeit gesellschaftlich akzeptiert wird, stellt zugleich eine bedeutende Richtungsentscheidung dar: Soll Energiepolitik weiter national oder im Rahmen des europäischen Energiebinnenmarktes länderübergreifend interpretiert und bestimmt werden? Die Antwort auf diese Frage wird sowohl durch die Praxis der Energiewirtschaft als auch durch die Europäischen Institutionen in Richtung einer transnationalen Integration gesehen, die deutsche Energiepolitik bleibt eine eindeutige Antwort jedoch schuldig.³²¹

Weiter können die in der Analyse der *politischen Durchsetzbarkeit* identifizierten Schranken als Handlungsfelder interpretiert werden, um einen aus Bevölkerungsperspektive erwünschten Braunkohleausstieg umzusetzen. So müsste den identifizierten Hemmnissen aktiv begegnet werden, indem Strukturbrüche in den betroffenen Regionen vermieden sowie Eingriffe in die Eigentumsrechte der Kraftwerksbetreiber kompensiert werden müssten. Dadurch würde ein Braunkohleausstieg auch auf politischer Ebene die Chance auf Umsetzung erlangen.

13.3 Ausblick auf weiterführende Forschungsfelder

Die Arbeit legt die Grundlage für weitere Forschungsschritte, um gesellschaftliche Aspekte bereits bei der Planung von Großprojekten, wie der Energiewende, einzubeziehen. Dazu können in dieser Arbeit mehrere relevante Forschungsfelder identifiziert

³²¹ So beruht die Diskussion um einen Klimabeitrag oder um Kapazitätsmechanismen wesentlich auf einer nationalen Versorgungssicherheitsperspektive, während die Aktivitäten im Pentalateralen Forum als ein Schritt zu einer Europäisierung bewertet werden können (BMW 2015f).

werden, die helfen, die Methodik zur Berücksichtigung der Gesellschaft sowie das bereits gewonnene Bild zu den energiepolitischen Handlungsoptionen zu ergänzen.

Zunächst sind partizipative Elemente zur Einbeziehung der Bevölkerung in die Gestaltung von Energietransformationspfaden weiterzuentwickeln. Als Herausforderung konnte hierbei das Herunterbrechen der Komplexität von Energieszenarien auf eine für den *Normalbürger* verständliche Form identifiziert werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Ergebnisse zum einen auf einer möglichst repräsentativen Stichprobe basieren und zum anderen Akzeptanzfaktoren bei der Bewertung von Handlungsoptionen in umfangreicher Form einbezogen werden sollten. Lösungswege könnten hier in Fokusgruppeninterviews (Ruddat und Sonnberger 2015) oder auch in *Mixed-Mode*-Umfragedesigns liegen (Andor et al. 2014c), um so auch Problemen bei der Repräsentativität von Onlinebefragungen zu begegnen.

In der Einstellungsforschung sollte zudem stärkeres Gewicht auf die Stabilität von Präferenzen und der verbundenen Akzeptanz für einen Energietransformationspfad gelegt werden. Denn aktuell besteht die Gefahr, dass energiepolitische Entscheidungen mit langfristigen Auswirkungen auf Basis von kurzlebigen Präferenzen getroffen werden. Folglich sollten Bevölkerungspräferenzen über die Zeit beobachtet und der Einfluss von exogenen Ereignissen detailliert geprüft werden. Wichtige Erkenntnisse hierzu kann daher die Analyse des Einflusses von exogenen Störgrößen, wie Stromausfällen (Schubert et al. 2013), liefern. Aber auch langfristig angelegte Paneluntersuchungen, wie das sozio-ökonomische Panel (SOEP) des DIW, sollten zur Analyse von Bevölkerungseinstellungen hinsichtlich der Klima- und Energiepolitik genutzt werden.

Obwohl auf den Energiemärkten bereits weitgehend europäisch/international agiert wird, zeigt sich, dass in der Energiepolitik weiterhin nationale Interessen hohes Gewicht besitzen. Daher ist es notwendig, energiepolitische Maßnahmen, die beispielsweise die nationale Versorgungssicherheit erhöhen sollen (Kapazitätsmärkte) oder die auf nationale CO₂-Emissionsreduzierungen (*Klimabeitrag*) abzielen, auch in einem erweiterten europäischen Kontext zu betrachten. Ansonsten drohen durch isolierte nationale Maßnahmen gegenläufige Effekte, die aus Gesamtsystemperspektive ineffektiv sind. Neben der qualitativen Analyse nationaler Energiemärkte in einem europäischen Kontext setzt dies auch im Bereich der Energiesystemmodellierung die Weiterentwicklung und das Erweitern der Systemgrenzen von bestehenden Modellansätzen voraus. So sollten die hier verwendeten Strommarktmodelle unter Berücksichtigung der technischen Besonderheiten sowohl in geografischer Hinsicht als auch sektoral erweitert werden, z. B. hinsichtlich des Verkehrssektors oder des Emissionshandels (Enzensberger 2003). Durch eine geografische Erweiterung der Modellansätze könnte sich zudem die Chance ergeben, effiziente Maßnahmen zur Unterstützung der

Energiewende zu identifizieren, die nicht im primären Fokus der politischen Überlegungen stehen, wie die Nutzung norwegischer Wasserspeicher zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien in Deutschland – solche Maßnahmen müssten jedoch auch vor dem Hintergrund der gesellschaftlichen Barrieren in den einzelnen Ländern, wie im angesprochenen Beispiel in Norwegen, betrachtet werden (Gullberg et al. 2014). Darüber hinaus sind auch Verknüpfungen zwischen bestehenden Modellansätzen erstrebenswert, um Rückkopplungseffekte detailliert auf europäischer Ebene abbilden zu können, wie sie im Bereich des Arbeitsmarktes entstehen (Duscha et al. 2014).

An Stelle einer geografischen Ausweitung bietet auch eine Detailierung bzw. eine Fokussierung der Modellansätze Potenzial für weiterführende Forschungsansätze. So könnte zum Beispiel durch die Kopplung mit einem hoch aufgelösten Lastflussmodell (Leuthold et al. 2012) der Netzausbaubedarf auf regionaler Ebene bestimmt werden, welcher, wie in der Onlinebefragung vorgeschlagen, aggregiert als ergänzender Akzeptanzfaktor berücksichtigt werden kann oder in einem ergänzenden Schritt in Bezug auf die gesellschaftliche Umsetzbarkeit vor Ort analysiert wird.

Insgesamt unterstreichen die Arbeit sowie die darin identifizierten Forschungsfelder, dass die Bewertung gesellschaftlicher Grenzen im Rahmen von energiepolitischen Handlungsoptionen nur mittels interdisziplinärer Forschungsansätze erfolgen kann (Owens und Driffill 2008). Dies erfordert zusätzlich die Identifikation und den Abbau von Barrieren zwischen verschiedenen Wissenschaftsdisziplinen (Metzger und Zare 1999), welche nicht selten die Kommunikation und die Zusammenarbeit behindern. Dabei hat die Arbeit gezeigt, dass durch eine Intensivierung interdisziplinärer Forschungsbemühungen ein Beitrag zur Umsetzung von gesellschaftlichen Großprojekten, wie der Energiewende, gelingen kann, auch wenn diese zunächst wie am Beginn der Arbeit geschildert als „Quadratur des Kreises“ wahrgenommen werden.

QUELLENVERZEICHNIS

- 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2013) EEG-Anlagenstammdaten, Berlin. <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>. Abgerufen am 2. April 2015
- 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2014a) EEG-Jahresabrechnungen, Berlin. http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm. Abgerufen am 29. März 2015
- 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2014b) Netzentwicklungsplan Strom: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin. http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf. Abgerufen am 6. April 2015
- 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2014c) Offshore-Netzentwicklungsplan Strom: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin. http://www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf. Abgerufen am 6. April 2015
- 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2014d) Prognose der Bandbreite der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechV: Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin. https://www.netztransparenz.de/de/file/2014-11-10_EEG_Bandbreite_2016.pdf. Abgerufen am 26. Januar 2015
- 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2014e) Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusglMechV: Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin. <http://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf>. Abgerufen am 2. April 2015
- 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2014f) Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin. http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Szenariorahmen_NEP2015_Entwurf_140430.pdf. Abgerufen am 18. September 2014
- 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2015) Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV, Berlin. http://www.netztransparenz.de/de/file/2015-01-07_EEG-Konto_Finanzieller-HoBA_2014_Dezember_Internet.pdf. Abgerufen am 26. Januar 2015
- Abdolvand B, Pepe JM (2014) Die Ukraine-Krise und die Energiesicherheit Europas: Kann Iran russische Gaslieferungen ergänzen? DGAPanalyse, 14. <https://dgap.org/de/article/getFullPDF/25743>. Abgerufen am 06. September 2015
- Abromeit H, Stoiber M (2006) Demokratien im Vergleich: Einführung in die vergleichende Analyse politischer Systeme. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden
- AGEB (2014) Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, Berlin. http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_10092014_05112014_ov.xls. Abgerufen am 21. Februar 2015

- Agentur für Erneuerbare Energien (2010) Erneuerbare Energien 2020: Potenzialatlas Deutschland, Berlin. http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/319.Potenzialatlas_2_Auflage_Online.pdf. Abgerufen am 27. Januar 2015
- Agentur für Erneuerbare Energien (2013) Akzeptanzumfrage 2013: Erneuerbare Energiewende ist bei Deutschen weiterhin hoch im Kurs, Berlin. <http://www.unendlich-viel-energie.de/dcs/mediathek/hintergrundpapiere/?cont=174>. Abgerufen am 21. August 2014
- Agentur für Erneuerbare Energien (2014) Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien, Berlin. http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf. Abgerufen am 1. April 2015
- Agentur für Erneuerbare Energien (2015) Bundesländer mit neuer Energie: Jahresreport Föderal Erneuerbar 2014/15, Berlin. <http://www.foederal-erneuerbar.de/bundeslaender-mit-neuer-energie-jahresreport-foederal-erneuerbar-2015>. Abgerufen am 16. Mai 2015
- Ajzen I (2001) Nature and operation of attitudes. *Annual Review of Psychology* 52:27–58
- Akreml L, Baur N (2011) Kreuztabellen und Kontingenzanalyse. In: Akreml L, Baur N, Fromm S (Hrsg) *Datenanalyse mit SPSS für Fortgeschrittene 1*. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, S 169–210
- Aldy JE, Kotchen MJ, Leiserowitz AA (2012) Willingness to pay and political support for a US national clean energy standard. *Nature Climate Change* 2(8):596–599
- Altenschmidt S (2015) Das Beihilfeverfahren zum EEG 2012. *Natur und Recht* 37(3):166–173
- Andor MA, Flinkerbusch K, Janssen M, Liebau B, Wobben M (2010) Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34(2):91–99
- Andor MA, Frondel M, Rinne S, Vance C (2014a) Klimawandel in Deutschland: Zahlungsbereitschaft, Einstellungen, Wissensstand und Kostenbelastung privater Haushalte. *RWI Materialien*, 79, Essen. http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-materialien/RWI-Materialien_14_79_Zahlungsbereitschaft.pdf. Abgerufen am 21. August 2014
- Andor MA, Frondel M, Sommer S (2014b) Klimawandel: Wahrnehmung und Einschätzungen der deutschen Haushalte im Herbst 2012. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38(1):1–12
- Andor MA, Frondel M, Vance C (2014c) Hypothetische Zahlungsbereitschaft für grünen Strom: Bekundete Präferenzen privater Haushalte für das Jahr 2013. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 15(4):355–366
- Ang BW, Tol RSJ, Weyant JP (2013) Editorial: New data police. *Energy Economics* 40:1022

- Awad I, Holländer R (2010) Applying contingent valuation method to measure the total economic value of domestic water services: A case study in Ramallah Governorate, Palestine. *European Journal of Economics, Finance and Administrative Sciences* 4(20):76–93
- Backhaus K, Erichson B, Plinke W, Weiber R (2011) *Multivariate Analysemethoden: Eine anwendungsorientierte Einführung*. Springer, Berlin [u. a.]
- Balistreri E, McClelland G, Poe G, Schulze W (2001) Can hypothetical questions reveal true values? A laboratory comparison of dichotomous choice and open-ended contingent values with auction values. *Environmental and Resource Economics* 18(3):275–292
- Bardt H, Niehues J (2013) Verteilungswirkungen des EEG. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37(3):211–218
- Barker T, Junankar S, Pollit H, Summerton P (2007) Carbon leakage from unilateral Environmental Tax Reforms in Europe, 1995–2005. *Energy Policy* 35(12):6281–6292
- Bärnighausen T, Liu Y, Zhang X, Sauerborn R (2007) Willingness to pay for social health insurance among informal sector workers in Wuhan, China: A contingent valuation study. *BMC Health Services Research* 7(114):1–15
- Bauchmüller M (2015) Metall gegen Kohle: Streit um Klimaabgabe entzweit Gewerkschaften. *Süddeutsche Zeitung*, 20. April 2015:19
- Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung (2014) *Bruttostromerzeugung in Bayern insgesamt nach Energieträgern*, München. https://www.statistik.bayern.de/medien/statistik/bauenwohnen/stromerzeugung_und_-verbrauch.xls. Abgerufen am 25. Dezember 2014
- BDEW (2013a) *Entwicklung der Energieversorgung 2012*, Berlin. [https://bdew.de/internet.nsf/id/7AACA6D65A6442A7C1257B3500510242/\\$file/353_Energie-Info_Entwicklung_der_Energieversorgung_2012.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/7AACA6D65A6442A7C1257B3500510242/$file/353_Energie-Info_Entwicklung_der_Energieversorgung_2012.pdf). Abgerufen am 25. März 2015
- BDEW (2013b) *Stromverbrauch im Haushalt*, Berlin. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf). Abgerufen am 28. Dezember 2014
- BDEW (2014a) *BDEW Kraftwerksliste: Anlage zur Presseinformation vom 7. April 2014 zur Hannover Messe 2014*, Berlin. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/F1224A3E6C4A3E68C1257CB300285CD0/\\$file/140409%20BDEW%20Kraftwerksliste%20aktualisiert.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/F1224A3E6C4A3E68C1257CB300285CD0/$file/140409%20BDEW%20Kraftwerksliste%20aktualisiert.pdf). Abgerufen am 23. März 2015
- BDEW (2014b) *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken*, Berlin. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-publikation-erneuerbare-energien-und-das-eez-zahlen-fakten-grafiken-2014-de/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%202014_korr%2027.02.2014_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-publikation-erneuerbare-energien-und-das-eez-zahlen-fakten-grafiken-2014-de/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%202014_korr%2027.02.2014_final.pdf). Abgerufen am 26. Dezember 2014

- BDEW (2015) Klimadebatte: Ein Appell der Energiewirtschaft.
<https://www.bdew.de/internet.nsf/id/E5603418986F1D74C1257E31002C72C5>.
Abgerufen am 17. Mai 2015
- BDI (2015) Nationale Zusatzbelastung der Braunkohle gefährdet Arbeitsplätze.
http://www.bdi.eu/163_20364.htm. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Beccali M, Cellura M, Ardenete D (1998) Decision making in energy planning: the ELECTRE multicriteria analysis approach compared to a FUZZY-SETS methodology. *Energy Conversion and Management* 39(16–18):1869–1881
- BEE (2015) Gabriels Klimabeitrag stützt Energiesystem der Zukunft. <http://www.bee-ev.de/home/presse/mitteilungen/tag-der-erneuerbaren-energien/>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Bell J, Huber J, Viscusi WK (2009) Voter-weighted environmental preferences. *Journal of Policy Analysis and Management* 28(4):655–671
- Biere D, Dallinger D, Wietschel M (2009) Ökonomische Analyse der Erstnutzer von Elektrofahrzeugen. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33(2):173–181
- Black D (1948) On the rationale of group decision-making. *Journal of Political Economy* 56(1):23–34
- Bleymüller J (2012) Statistik für Wirtschaftswissenschaftler. WiST-Studienkurs. Vahlen, München
- Bloomberg New Energy Finance (2011) Emission performance standards: Impacts of power plant CO2 emission performance standards in the context of the European carbon market. http://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ccs/docs/impacts_en.pdf. Abgerufen am 13. Mai 2015
- BMU (2004) Erneuerbare-Energien-Gesetz tritt in Kraft: Bundesumweltminister Trittin: Wirksamer Klimaschutz und Innovationsmotor für die Wirtschaft. <http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/erneuerbare-energien-gesetz-tritt-in-kraft/>. Abgerufen am 3. April 2015
- BMU (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis 2030. http://elib.dlr.de/68660/1/EEG_Kosten_Langfristszenarien.pdf. . Abgerufen am 3. April 2015
- BMU (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Schlussbericht, Berlin. http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf. Abgerufen am 27. Mai 2013
- BMU (2013) Das BMU - Aufgaben. <http://www.bmu.de/bmu/aufgaben/>. Abgerufen am 13. Mai 2013
- BMU (2014) Aktionsprogramm Klimaschutz 2020: Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014, Berlin. http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere_bf.pdf. Abgerufen am 15. Mai 2015

- BMWi (2010) Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-energieszenarien-fuer-ein-energiekonzept>. Abgerufen am 27. Mai 2013
- BMWi (2011) Energieszenarien 2011. [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik und Gesellschaft/2011/EWI 2011-08-12 Energieszenarien-2011.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/EWI_2011-08-12_Energieszenarien-2011.pdf). Abgerufen am 30. Mai 2013.
- BMWi (2013) Aufgaben und Struktur des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. <http://www.bmwi.de/DE/Ministerium/aufgaben-und-struktur.html>. Abgerufen am 13. Mai 2013
- BMWi (2014a) Ein Strommarkt für die Energiewende: Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Berlin.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt>. Abgerufen am 5. März 2015
- BMWi (2014b) Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose: Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
[http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik und Gesellschaft/2014/2014_06_24_ENDBER_P7570_Energiereferenzprognose-GESAMT-FIN-IA.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2014/2014_06_24_ENDBER_P7570_Energiereferenzprognose-GESAMT-FIN-IA.pdf). Abgerufen am 19. Februar 2015
- BMWi (2014c) Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung: Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Berlin. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/6-energiereferenzprognose-gesamt-fin-ia.pdf>. Abgerufen am 13. Dezember 2014
- BMWi (2014d) Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, Berlin.
<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=634268.html>. Abgerufen am 20. Januar 2015
- BMWi (2015a) Antworten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie auf die Fragen der CDU/CSU-Fraktion im Deutschen Bundestag vom 27. März 2015 zu den energiepolitischen Vorschlägen des BMWi vom März 2015, Berlin.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/strommarkt-fragenkatalog-cdu-csu>. Abgerufen am 15. Mai 2015
- BMWi (2015b) Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung: Ergebnisse der Task Force „CO₂-Minderung“, Berlin. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/der-nationale-klimaschutzbeitrag-der-deutschen-stromerzeugung>. Abgerufen am 28. Mai 2015
- BMWi (2015c) Eckpunkte-Papier „Strommarkt“, Berlin.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-papier-strommarkt>. Abgerufen am 15. Mai 2015

- BMWi (2015d) Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung: Untersuchung im Auftrag des BMWi. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/versorgungssicherheit-in-deutschland-und-seinen-nachbarlaendern.property=pdf>. Abgerufen am 13. März 2015
- BMWi (2015e) Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispaper des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch.property=pdf>. Abgerufen am 25. August 2015
- BMWi (2015f) Gabriel: Zeitenwende bei der Strom-Versorgungssicherheit - 12 Nachbarstaaten wollen Versorgungssicherheit künftig europäisch denken. <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=713064.html>. Abgerufen am 25. August 2015
- BMWi, BMU (2010) Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiekonzept-2010>. Abgerufen am 15. Januar 2015
- Böckers V, Giessing L, Haucap J, Heimeshoff U, Rösch J (2012) Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung. DICE Ordnungspolitische Perspektiven, 24, Düsseldorf. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:101:1-201202081131>. Abgerufen am 12. März 2015
- Böhringer C (1999) Die Kosten von Klimaschutz Eine Interpretationshilfe für die mit quantitativen Wirtschaftsmodellen ermittelten Kostenschätzungen. Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht 22:369–384
- Böhringer C, Rutherford TF (2008) Combining Bottom-up and Top-down. Energy Economics 30(2):574–596
- Böhringer C, Rutherford TF (2010) The costs of compliance: A CGE assessment of Canada's policy options under the Kyoto Protocol. World Economy 33(2):177–211
- Boiteux M (1960) Peak-load pricing. Journal of Business 33(2):157–179
- Börjeson L, Höjer M, Dreborg K, Ekvall T, Finnveden G (2006) Scenario types and techniques: Towards a user's guide. Futures 38(7):723–739
- Boskin MJ, Dulberger ER, Gordon RJ, Griliches Z, Jorgenson DW (1998) Consumer prices, the consumer price index, and the cost of living. The Journal of Economic Perspectives 12(1):3–26
- BP (2014) BP statistical review of world energy 2014: Historical data workbook, London. http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Energy-Economics/statistical-review-2014/BP-Statistical_Review_of_world_energy_2014_workbook.xlsx. Abgerufen am 11. März 2015
- Bradfield R, Wright G, Burt G, Cairns G, Van der Heijden, Kees (2005) The origins and evolution of scenario techniques in long range business planning. Futures 37(8):795–812

- Brand B, Missaoui R (2014) Multi-criteria analysis of electricity generation mix scenarios in Tunisia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39:251–261
- Brand R, Corbach M (2005) Akteure in der Energiepolitik. In: Reiche D (Hrsg) *Grundlagen der Energiepolitik*. Lang, Frankfurt am Main [u. a.], S 251–278
- Brinkmann U, Nachtwey O (2014) Prekäre Vollbeschäftigung als Zukunftsmodell? In: Schaal GS, Lemke M, Ritzi C (Hrsg) *Die Ökonomisierung der Politik in Deutschland*. Springer Fachmedien, Wiesbaden, S 131–150
- Brumfiel G (2009) Science journalism: Supplanting the old media? *Nature* 458(7236):274–277
- Brunekreeft G, Keller K (2003) Elektrizität: Verhandelter versus regulierter Netzzugang. In: Knieps G, Brunekreeft G (Hrsg) *Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland*. Physica, Heidelberg, S 131–156
- Büdenbender U (2007) Die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft im Spannungsfeld zwischen Wettbewerb und staatlicher Lenkung. *Wissenschaftliche Zeitschrift der TU Dresden* 56(3/4):51–56
- BUND (2015) Großdemonstration für Klimaschutz und Kohleausstieg am Tagebau Garzweiler. <http://www.bund.net/nc/presse/pressemitteilungen/detail/artikel/grossdemonstration-fuer-klimaschutz-und-kohleausstieg-am-tagebau-garzweiler/>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Bundeskartellamt (2011) Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel: Abschlussbericht gemäß § 32e GWB, Bonn. <http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf>. Abgerufen am 9. Februar 2015
- Bundesministerium für Forschung und Technologie (1987) *Erneuerbare Energien: Stand, Aussichten, Arbeitsziele*, Bonn
- Bundesnetzagentur (2007) Bericht über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006, Bonn. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_9.pdf. Abgerufen am 9. März 2015
- Bundesnetzagentur (2013) Versorgungsqualität - SAIDI-Wert 2006-2013. http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualit%C3%A4t/Versorgungsqualit%C3%A4t-node.html. Abgerufen am 9. März 2015
- Bundesnetzagentur (2014) Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2014 bis 2018, Bonn. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_zuUndRueckbau_2014.xls. Abgerufen am 18. Juli 2014

- Bundesnetzagentur (2015) Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020, Bonn.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1516_1617_1920.pdf. Abgerufen am 1. September 2015
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2013) Monitoringbericht 2012: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf>. Abgerufen am 2. März 2015
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2014) Monitoringbericht 2014: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf. Abgerufen am 9. März 2015
- Bundesregierung (2011) Jahresbericht der Bundesregierung 2010/2011, Berlin.
<http://www.bundesregierung.de/statisch/jahresbericht2011/Webs/Breg/jahresbericht2011/Content/Anlagen/jahresbericht-2011.pdf>. Abgerufen am 3. April 2015
- Bussieck MR, Meeraus A (2004) General algebraic modeling system (GAMS). In: Kallrath J (Hrsg) Modeling languages in mathematical optimization. Applied optimization, Band 88. Springer, New York, S 137–157
- Cameron TA (1988) A new paradigm for valuing non-market goods using referendum data: Maximum likelihood estimation by censored logistic regression. *Journal of Environmental Economics and Management* 15(3):355–379
- Caplin A, Nelsbaff B (1991) Aggregation and social choice: A mean voter theorem. *Econometrica* 59(1):1–23
- Carlsson F, Martinsson P, Akay A (2011) The effect of power outages and cheap talk on willingness to pay to reduce outages. *Energy Economics* 33(5):790–798
- Carson RT (2012) Contingent valuation: A practical alternative when prices aren't available. *Journal of Economic Perspectives* 26(4):27–42
- CDU, CSU, SPD (2013) Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD: 18. Legislaturperiode, Berlin.
http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf. Abgerufen am 18. August 2014
- CESifo (2015) Klimabeitrag für Kohlekraftwerke kontraproduktiv. http://www.cesifo-group.de/de/ifoHome/presse/Pressemitteilungen/Pressemitteilungen-Archiv/2015/Q2/pm_20150428-Klima.html. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Cicchetti CJ, Smith VK (1976) The measurement of individual congestion costs. In: Lin, Steven A. Y. (Hrsg) Theory and measurement of economic externalities. *Economic theory and mathematical economics*. Academic Press, New York, S 182–203

- Couper M (2011) The future of modes of data collection. *Public Opinion Quarterly* 75(5):889–908
- Cramton P, Ockenfels A (2012) Economics and design of capacity markets for the power sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36(2):113–134
- Crano WD, Prislin R (2006) Attitudes and persuasion. *Annual Review of Psychology* 57(1):345–374
- Crastan V (2009) *Elektrische Energieversorgung 2*. Springer, Berlin [u. a.]
- Dagger S (2009) *Energiepolitik & Lobbying: Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2009*. Ecological energy policy, Bd. 12. Ibidem-Verlag, Stuttgart
- Damodaran A (2015) Cost of equity and capital Western Europe. http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html. Abgerufen am 19. Februar 2015
- Daniel-Gromke J, Rensberg N, Denysenko V, Hillebrand K, Naumann K, Scheffelowitz D, Ziegler D, Witt J, Beil M, Beyrich W (2014) *Stromerzeugung aus Biomasse*, Leipzig. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Berichte/Monitoring_ZB_Mai_2014.pdf. Abgerufen am 1. April 2015
- Däuper O, Michaels S, Voß JO (2011) Das Dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes im Lichte des Grundgesetzes. *Zeitschrift für Neues Energierecht* 4(4):375–380
- Davis JE (2013) Social science, objectivity, and moral life. *Society* 50(6):554–559
- DEBRIV (2015) *Information und Meinungen*, Köln. http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=i_m_02_2015_web.pdf. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Dehling J (2012) Vetospieler im Policy-Raum: Die Bedeutung der Richtung und Reichweite von Policy-Change. In: Blank F (Hrsg) *Vetospieler in der Policy-Forschung*. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, S 155–173
- Delhaes D, Flaugner J (2015) *Klimaabgabe-Pläne: Stadtwerke gegen RWE*. <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaabgabe-plaene-stadtwerke-gegen-rwe/11677972.html>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Dena (2012) *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, Berlin. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf. Abgerufen am 5. April 2015
- Dernbach B, Kleinert C, Münder H (2012) Die drei Ebenen der Wissenschaftskommunikation. In: Dernbach B, Kleinert C, Münder H (Hrsg) *Handbuch Wissenschaftskommunikation*. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, S 1–15
- Dethloff C (2004) *Akzeptanz und Nicht-Akzeptanz von technischen Innovationen*. Dissertation. Pabst Science Publishers, Lengerich

- Dettmer B, Sauer T (2014) Regionalökonomische Auswirkungen eines geplanten Pumpspeicherkraftwerks: Eine Input-Output-Analyse für den Freistaat Thüringen. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38(4):255–268
- Deutscher Wetterdienst (2013) Ausgabe von Klimadaten zum "Download" - Tageswerte-. http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima_Umwelt%2FKlimadaten%2Fkldaten_kostenfrei%2Fausgabe_tageswerte_node.html%3F__nnn%3Dtrue. Abgerufen am 22. September 2014
- Deutschlandfunk (2015) Abgabe für Kohlekraftwerke: Geschrei von einer Seite, die an der Vergangenheit festhalten will. http://www.deutschlandfunk.de/abgabe-fuer-kohlekraftwerke-geschrei-von-einer-seite-die-an.694.de.html?dram:article_id=318144. Abgerufen am 18. Mai 2015
- Dieckmann B (2008) Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt. Dissertation, Universität Münster
- Dreischer S (2015) Das Europäische Parlament – Fit durch die Krise? Parlamentarische Funktionserfüllung im Kontext von Lissabon-Vertrag und Finanzkrisenbewältigung. In: Abbas N, Förster A, Richter E (Hrsg) *Supranationalität und Demokratie*. Springer Fachmedien, Wiesbaden, S 111–136
- DUH (2015) Klimaziel einhalten. <http://www.duh.de/5101.html>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Duscha V, Ragwitz M, Breitschopf B, Schade W, Walz R, Pfaff M, Visser E de, Resch G, Nathani C, Zagamé P, Fougeyrollas A, Boitier B (2014) Employment and growth effects of sustainable energies in the European Union, Karlsruhe. http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/fullpaper/P_266_Ragwitz_Mario_11-Feb-2015_15:32.pdf. Abgerufen am 23. März 2015
- Egerer J, Gerbaulet C, Ihlenburg R, Kunz F, Reinhard B, Hirschhausen Cv, Weber A, Weibezahn J (2014) Electricity sector data for policy-relevant modeling: Data documentation and applications to the German and European electricity markets. *Data Documentation*, 72, Berlin. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.440963.de/diw_datadoc_2014-072.pdf. Abgerufen am 18. September 2014
- Egerer J, Schill W (2014) Power system transformation toward renewables: Investment scenarios for Germany. *Economics of Energy & Environmental Policy* 3(2):29–43
- Ehlers N (2011) Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Dissertation, TU Berlin
- Eisenberg RS (2006) Patents and data-sharing in public science. *Industrial and Corporate Change* 15(6):1013–1031
- Ekardt F (2012) Atomausstieg, Eigentumsgarantie, Abwehrrechte und Schutzgrundrechte. *Natur und Recht* 34(12):813–819

- Ekardt F, Valentin F (2015) Das neue Energierecht: EEG-Reform - Nachhaltigkeit - Europäischer und internationaler Klimaschutz. Nomos-Praxis. Nomos, Baden-Baden
- Ellersdorfer I, Hundt M, Sun N, Voß A (2008) Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes: Studie im Auftrag von E.ON Energie, Stuttgart.
http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Ellersdorfer_Preisbildungsanalyse.pdf. Abgerufen am 6. April 2015
- Elliott D (2000) Renewable energy and sustainable futures. *Futures* 32(3–4):261–274
- Elliott KC (2008) Scientific judgment and the limits of conflict-of-interest policies. *Accountability in Research* 15(1):1–29
- Elliott KC, McKaughan DJ (2009) How values in scientific discovery and pursuit alter theory appraisal. *Philosophy of Science* 76(5):598–611
- energate (2012a) energate-Marktbericht OTC-Strom vom 13.01. bis 19.01.2012.
<http://www.energate-messenger.de/news/119554/energate-Marktbericht-OTC-Strom-vom-13-01-bis-19-01-2012>. Abgerufen am 24. März 2015
- energate (2012b) energate-Marktbericht OTC-Strom vom 27.01 bis 02.02.2012.
<http://www.energate-messenger.de/news/119909/energate-Marktbericht-OTC-Strom-vom-27-01-bis-zum-02-02-2012>. Abgerufen am 24. März 2015
- energate (2015) Marktdaten. <http://www.energate-messenger.de/markt>. Abgerufen am 2. Juni 2015
- Energy System Analysis Agency (2013) Shaping our energy system - combining European modelling expertise, Brüssel
- Engels A, Hüther O, Schäfer MS, Held H (2013) Public climate-change skepticism, energy preferences and political participation. *Global Environmental Change* 23(5):1018–1027
- ENTSOE (2013a) Consumption data. <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>. Abgerufen am 18. September 2014
- ENTSOE (2013b) Cross-border commercial schedule.
<https://www.entsoe.net/transmission-domain/commercialSchedule/show>. Abgerufen am 18. September 2014
- ENTSOE (2014) Ten-Year Network Development Plan 2014: Report to be improved based on the stakeholders' comments after the public consultation, Brüssel.
<https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/140710%20TYNDP%202014.zip>. Abgerufen am 18. September 2014
- Enzensberger N (2003) Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor. VDI Verlag, Düsseldorf
- EPEX SPOT (2012) Market data: Day-ahead auction. <https://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction/auction-table/2012-01-01>. Abgerufen am 24. März 2015

- EPEX SPOT (2015) EPEX SPOT Handelsbestimmungen. <http://static.epexspot.com/document/30821/EPEX%20SPOT-Marktregeln>. Abgerufen am 6. März 2015
- Ethikkommission Sichere Energieversorgung (2011) Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft, Berlin. http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2011/07/2011-07-28-abschlussbericht-ethikkommission.html. Abgerufen am 26. August 2014
- EurActiv (2015) Länder wehren sich gegen Gabriels "Strafabgabe für Kraftwerke". <http://www.euractiv.de/sections/eu-innenpolitik/laender-wehren-sich-gegen-gabriels-strafabgabe-fuer-kraftwerke-313376>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Europäische Umweltagentur (2015) Die Umwelt in Europa: Zustand und Ausblick 2015: Synthesebericht, Kopenhagen. http://www.eea.europa.eu/soer-2015/synthesis/die-umwelt-in-europa-zustand/at_download/file. Abgerufen am 9. März 2015
- Fahl U (2004) Energiemodelle zum europäischen Klimaschutz: Der Beitrag der deutschen Energiewirtschaft. Umwelt- und Ressourcenökonomik, Band 22. LIT, Münster
- Flechner B (1996) Die notwendige Modellierungsgenauigkeit bei der Energieeinsatzplanung in hydrothermischen Kraftwerkssystemen. Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 33. Verlag der Augustinus-Buchhandlung, Aachen
- Fleury A (2005) Eine Nachhaltigkeitsstrategie für den Energieversorgungssektor dargestellt am Beispiel der Stromversorgung in Frankreich. Dissertation. <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/documents/1195>. Abgerufen am 6. September 2015
- Flues F, Löschel A, Pothén F, Wölfig N (2012) Indikatoren für die energiepolitische Zielerreichung, Mannheim. http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/ZEW_Indikatorenbericht_2012.pdf. Abgerufen am 30. Mai 2015
- FÖS (2015) Nationalen Klimabeitrag“ des Stromsektors konsequent umsetzen - 2020-Ziel einhalten. <http://www.foes.de/pdf/Wissenschaftler-fuer-Klimabeitrag.pdf>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Fraunhofer IWES (2015) Offshore Zubau: Entwicklung in Deutschland. http://windmonitor.de/windmonitor_de/4_Offshore/1_zubau/3_entwicklung_in_deutschland/. Abgerufen am 1. April 2015
- Frondel M, Sommer S, Vance C (2015) The burden of Germany's energy transition – An empirical analysis of distributional effects. Ruhr Economic Papers (542). <http://hdl.handle.net/10419/107205>. Abgerufen am 30. Juni 2015.
- Frontier Economics (2014) Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <http://www.frontier-economics.com/de//documents/2014/07/strommarkt-in-deutschland-gewahrleistet-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit-frontier-report.pdf>. Abgerufen am 5. März 2015

- Gabler S, Ganninger M (2010) Gewichtung. In: Wolf C, Best H (Hrsg) Handbuch der sozialwissenschaftlichen Datenanalyse. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, S 143–164
- Gabriel J, Meyer S, Wellbrock P (2011) Zukunft der Stromerzeugung im europäischen Vergleich: Auswirkungen der europäischen Investitionsbedingungen auf die Beschäftigung in der deutschen Stromwirtschaft, Bremen. http://www.bremer-energie-institut.de/download/publications/BEI100-116_0403_Endbericht.pdf. Abgerufen am 21. Februar 2015
- Gailing L (2013) Die Landschaften der Energiewende – Themen und Konsequenzen für die sozialwissenschaftliche Landschaftsforschung. In: Gailing L, Leibenath M (Hrsg) Neue Energielandschaften – Neue Perspektiven der Landschaftsforschung. Springer Fachmedien, Wiesbaden, S 207–215
- GAMS Development Corporation (2014) GAMS - The solver manuals, Washington. <http://www.gams.com/dd/docs/solvers/allsolvers.pdf>. Abgerufen am 24. Februar 2015
- Gawel E, Klassert C (2013) Probleme der besonderen Ausgleichsregelung im EEG. Zeitschrift für Umweltrecht 24(9):467–480
- Gawel E, Korte K, Tews K (2015) Energiewende im Wunderland: Mythen zur Sozialverträglichkeit der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG. UFZ Discussion Papers, 2/2015, Leipzig. <https://www.econstor.eu/dspace/bitstream/10419/107011/1/817942629.pdf>. Abgerufen am 11. März 2015
- Gawel E, Lehmann P (2014) Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014. Wirtschaftsdienst 94(9):651–658
- Gawel E, Purkus A (2013) Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes—A case study of the German market premium. Energy Policy 61:599–609
- Gawel E, Strunz S, Lehmann P (2014) Wie viel Europa braucht die Energiewende? Zeitschrift für Energiewirtschaft 38(3):163–182
- Gebauer W (1982) Realzins, Inflation und Kapitalzins: Eine Neuinterpretation des Fisher-Theorems. Springer, Berlin, Heidelberg
- Geden O, Tils R (2013) Das deutsche Klimaziel im europäischen Kontext: strategische Implikationen im Wahljahr 2013. Zeitschrift für Politikberatung 3(1): 24–28
- Genoese F (2013) Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe
- Genoese M (2010) Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Nomos, Baden-Baden
- Georgopoulou E, Sarafidis Y, Diakoulaki D (1998) Design and implementation of a group DSS for sustaining renewable energies exploitation. European Journal of Operational Research 109(2):483–500

- Gibis C, Weiß J, Kühleis C (2015) Stärkung des Europäischen Emissionshandels notwendig und greifbar. ifo Schnelldienst 68(1):26–31
- Gilbert P, Lawford-Smith H (2012) Political feasibility: A conceptual exploration. *Political Studies* 60(4):809–825
- Glaser BG, Strauss AL (1967) The discovery of grounded theory: Strategies for qualitative research. Observations. Aldine Publication, Chicago
- Goett AA, Hudson K, Train KE (2000) Customers' choice among retail energy suppliers: The willingness-to-pay for service attributes. *Energy Journal* 21(4):1–28
- Götz B, Voß A, Blesl M, Fahl U (2011) Die Auswirkungen des EEG auf das Energiesystem Deutschlands – Eine Betrachtung mit dem Energiesystemmodell TIMES-D. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 35(3):183–194
- Götz B, Blesl M, Fahl U, Voß A (2013) Application: Scenario analysis with the TIMES-D model. IER, Stuttgart. http://www.iea-etsap.org/web/Projects/ETSAP_PI_WPC.pdf. Abgerufen am 3. Juli 2015
- Graeber DR (2014) Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. essentials. Springer Fachmedien, Wiesbaden
- Graf C, Wozabal D (2013) Measuring competitiveness of the EPEX spot market for electricity. *Energy Policy* 62:948–958
- Greenpeace (2015) Greenpeace-Aktivisten fordern von Gabriel verlässlichen Klimaschutz. <http://www.greenpeace.de/presse/presseerklarungen/greenpeace-aktivisten-fordern-von-gabriel-verlaesslichen-klimaschutz>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Gröner H (1975) Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft. *Wirtschaftsrecht und Wirtschaftspolitik*, Bd. 41. Nomos, Baden-Baden
- Grösche P, Schröder C (2011) Eliciting public support for greening the electricity mix using random parameter techniques. *Energy Economics* 33(2):363–370
- Grunwald A (2009) Energiezukünfte vergleichend bewerten – aber wie? In: Möst D, Fichtner W, Grunwald A (Hrsg) *Energiesystemanalyse: Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“ vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe*. Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe, S 33–47
- Grunwald A (2011) Energy futures: Diversity and the need for assessment. *Futures* 43(8):820–830
- Gullberg AT, Ohlhorst D, Schreurs M (2014) Towards a low carbon energy future – Renewable energy cooperation between Germany and Norway. *Renewable Energy* 68:216–222
- Hacker F, Blanck R, Hülsmann F, Kasten P, Loreck C, Ludig S, Mottschall M, Zimmer W (2014) *eMobil 2030: Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum Klimaschutz*, Berlin. <http://www.oeko.de/oekodoc/2114/2014-670-de.pdf>. Abgerufen am 2. Mai 2015

- Häder S (2000) Telefonstichproben. ZUMA How-to-Reihe, 6, Mannheim.
http://www.gesis.org/fileadmin/upload/forschung/publikationen/gesis_reihen/howto/how-to6sh.pdf. Abgerufen am 13. Januar 2015
- Häder S, Gabler S (1998) Ein neues Stichprobendesign für telefonische Umfragen in Deutschland. In: Gabler S, Häder S, Hoffmeyer-Zlotnik JH (Hrsg) Telefonstichproben in Deutschland. ZUMA-Publikationen. Westdeutscher Verlag, Opladen, Wiesbaden, S 69–88
- Hagemann S, Weber C An empirical analysis of liquidity and its determinants in the German intraday market for electricity. EWL Working Paper, 17.
http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2349565
- Hauff J, Heider C, Arms H, Gerber J, Schilling M (2011) Gesellschaftliche Akzeptanz als Säule der energiepolitischen Zielsetzung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61(10):85–87
- Heinrichs HU (2013) Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. Dissertation. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe
- Herbes C, Jirka E, Braun JP, Pukall K (2014) Der gesellschaftliche Diskurs um den ‚Maisdeckel‘ vor und nach der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2012. *GAIA - Ecological Perspectives for Science and Society* 23(2):100–108
- Hinz F, Iglhaut D, Frevel T, Möst D (2014) Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. *Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft*, 3, Dresden. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381>. Abgerufen am 5. März 2015
- Hirschhausen Cv, Holz F, Huppmann D, Kemfert C (2009) Weltölmärkte: Angebotsmacht der OPEC ungebrochen. *DIW-Wochenbericht* 76(23):370–375
- Hirschhausen Cv, Oei P (2013a) Gutachten zur energiepolitischen Notwendigkeit der Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebau Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte unter besonderer Berücksichtigung der Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg: im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg. DIW Berlin: Politikberatung kompakt, 71, Berlin. http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2013-0717. Abgerufen am 14. Mai 2015
- Hirschhausen Cv, Oei P (2013b) Gutachten zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Fortschreibung des Braunkohlenplans Tagebau Nochten: im Auftrag der Klima-Allianz Deutschland. DIW Berlin: Politikberatung kompakt, 72, Berlin. http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2013-0728. Abgerufen am 14. Mai 2015
- Hirth L (2013) The optimal share of variable renewables. How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment, Milan.
<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=5876&sez=Publications&padre=73>. Abgerufen am 29. Mai 2015

- Hirth L, Ziegenhagen I Control power and variable renewables: A glimpse at German data. Conference Proceeding of ENERDAY, 8, Dresden. http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/dateien/ordner_enerday/ordner_enerday2013/ordner_vortrag/Hirth_Ziegenhagen_2013-Control_Power_Enerday.pdf. Abgerufen am 2. April 2015
- Holmberg P, Lazarczyk E (2012) Congestion management in electricity networks: Nodal, zonal and discriminatory pricing. Electricity Policy Reserach Group Working Paper, 1209, Cambridge. <http://www.econ.cam.ac.uk/dae/repec/cam/pdf/cwpe1219.pdf>. Abgerufen am 29. Mai 2015
- Hundt M (2015) Investitionsplanung unter unsicheren Einflussgrößen: Thermische Kraftwerke als Realoptionen. SpringerLink: Bücher. Springer Gabler, Wiesbaden
- IG BCE (2015) Vassiliadis: Wort halten und Neustart in der Realität! <https://www.igbce.de/presse/pressearchiv/103746/xix-21-demo-berlin-vassiliadis--wort-halten-und-neustart-in-der-realitaet-?back=true>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- IG BCE Kassel (2015) Nein zu Kohleabgabe. <https://kassel.igbce.de/103680/gemeinsame-pm--sonderabgabe-fuer-kohlestrom>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- IG Metall Südbrandenburg (2015) Gemeinsam zur Demo am 25. April nach Berlin. <http://www.suedbrandenburg.igmetall.de/?p=6415>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- IINAS (2014) GEMIS Modell und Datenbasis: Version 4.93, Darmstadt. <http://www.iinas.org/gemis-download-de.html>. Abgerufen am 30. Mai 2015
- Imandoust SB, Gadam SN (2007) Are people willing to pay for river water quality: contingent valuation. *International Journal of Environmental Science and Technology* 4(3):401–408
- International Energy Agency (2013) World energy outlook 2013. International Energy Agency, Paris
- Jacobs D (2012) German Energiewende - History, Targets, Policies and Challenges. *Renewable Energy Law and Policy Review* 3(4):223–233
- Jahndorf C, Pichler S (2012) Verfassungsrechtliche Anforderungen für Übergangsfristen bei öffentlichrechtlicher Neuregulierung privatrechtlicher Wirtschaftsbereiche. *Das Gewerbearchiv* (10):377–382
- Jann W, Wegrich K (2014) Phasenmodelle und Politikprozesse: Der Policy-Cycle. In: Schubert K, Bandelow NC (Hrsg) *Lehrbuch der Politikfeldanalyse. Lehr- und Handbücher der Politikwissenschaft*. De Gruyter, Oldenburg
- Jones CR, Eiser JR (2010) Understanding ‘local’ opposition to wind development in the UK: How big is a backyard? *Energy Policy* 38(6):3106–3117
- Joskow J (1957) Measuring the costs of living. *Challenge* 5(4):23–26
- Jullien C, Pignon V, Robin S, Staropoli C (2012) Coordinating cross-border congestion management through auctions: An experimental approach to European solutions. *Energy Economics* 34(1):1–13

- Kaenzig J, Heinzle SL, Wüstenhagen R (2013) Whatever the customer wants, the customer gets? Exploring the gap between consumer preferences and default electricity products in Germany. *Energy Policy* 53:311–322
- Kargbo DM, Wilhelm RG, Campbell DJ (2010) Natural gas plays in the Marcellus Shale: challenges and potential opportunities. *Environmental Science & Technology* 44(15):5679–5684
- Karl H (2011) Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Energiewirtschaft. ifo Schnelldienst 11(7):10–20
- Keeney RL, Renn O, Winterfeldt Dv, Kotte U (1984) Die Wertbaumanalyse. HTV, München
- Kempton W, Letendre SE (1997) Electric vehicles as a new power source for electric utilities. *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 2(3):157–175
- Kempton W, Tomić J (2004) Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources* 144(1):268–279
- Khazzoum B, Kudla C, Reuter R (2011) Stromsteuer. In: Khazzoum B, Kudla C, Reuter R (Hrsg) *Energie und Steuern*. Gabler, Wiesbaden, S 26–82
- Kiesow J (2015) *Wirtschaftskrisen in Deutschland*. Springer Fachmedien, Wiesbaden
- Király G, Pataki G, Köves A, Balázs B (2013) Models of (future) society: Bringing social theories back in backcasting. *Futures* 51:19–30
- Klein M, Meier C, Teng F (2013) Kompromiss im Solarstreit zwischen EU und China. *Wirtschaftsdienst* 93(8):557–562
- Koch M, Bauknecht D, Heinemann C, Ritter D, Vogel M, Tröster E (2015) Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39(1):1–17
- Korte K (Hrsg) (2015) *Die Bundestagswahl 2013: Analysen der Wahl-, Parteien-, Kommunikations- und Regierungsforschung*. Springer VS, Wiesbaden
- Kost C, Mayer JN, Thomsen J, Hartman N, Senkpiel C, Phillips S, Nold S, Lude S, Schlegl T (2013) *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Freiburg. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>. Abgerufen am 26. Januar 2015
- Kostakis I, Sardianou E (2012) Which factors affect the willingness of tourists to pay for renewable energy? *Renewable Energy* 38(1):169–172
- Kouper I (2010) Science blogs and public engagement with science: practices, challenges, and opportunities. *Journal of Science Communication* 9(1):1–10
- Kramer GJ, Haigh M (2009) No quick switch to low-carbon energy. *Nature* 462:568–569

- Krampe L, Peter F (2014) Letztverbrauch 2019: Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage, Basel. https://www.netztransparenz.de/de/file/Letzverbrauch_2019_fuer_UeNB_Veroeffentlichung_141105.pdf. Abgerufen am 2. April 2015
- Król K (2015) WordPress 4. Packt Publishing, Birmingham
- Kronenberg T, Martinsen D, Pesch T, Sander M, Fischer W, Hake J, Markewitz P, Kuckshinrichs W (2011) Energieszenarien für Deutschland: Stand der Literatur und methodische Auswertung. STE Research Report, 13/2011, Jülich. http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2012-AKE_Berlin/Buch/DPG2012_AKE6.1Hake_EnergieSzenarien_p132.pdf. Abgerufen am 29. Mai 2015
- Krüger P, Landier A, Thesmar D (2015) The WACC fallacy: The real effects of using a unique discount rate. *The Journal of Finance* 70(3):1253–1285
- Kunz F (2013) Managing congestion and intermittent renewable generation in liberalized electricity markets. Dissertation, Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, 1, Dresden. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-108793>. Abgerufen am 6. September 2015
- Kvale S (1995) The social construction of validity. *Qualitative Inquiry* 1(1):19–40
- Langford IH, Kontogianni A, Skourtos MS, Georgiou S, Bateman IJ (1998) Multivariate mixed models for open-ended contingent valuation data: Willingness to pay for conservation of monk seals. *Environmental and Resource Economics* 12(4):443–456
- Larsen K, Gunnarsson-Östling U (2009) Climate change scenarios and citizen-participation: Mitigation and adaptation perspectives in constructing sustainable futures. *Habitat International* 33(3):260–266
- Leipziger Institut für Energie (2014) EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2015 bis 2019 (Trend-Szenario), Leipzig. https://www.netztransparenz.de/de/file/2014-11-11_EEG_Mifri_bis_2019.pdf. Abgerufen am 26. Januar 2015
- Leuschner U (2015) 80 Stadtwerke unterstützen Gabriels Pläne für eine Klimaabgabe. <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/150404d1.htm>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Leuschner A (2014) Die Glaubwürdigkeit der Wissenschaft. transcript, Bielefeld
- Leuthold FU, Weigt H, Hirschhausen Cv (2012) A large-scale spatial optimization model of the European electricity market. *Networks and Spatial Economics* 12(1):75–107
- Linhart E, Dhungel A (2013) Das Thema Vermaisung im öffentlichen Diskurs. *Berichte über die Landwirtschaft* 91(2):1–21
- Loomis J (2011) What's to know about hypothetical bias in stated preference valuation studies? *Journal of Economic Surveys* 25(2):363–370

- Lück D, Gründler S, Naderi R, Dorbritz J, Schiefer K, Ruckdeschel K, Hiebl J, Wolfert S, Stadler M, Pupeter M (2013) Familienleitbilder 2012 – Methodenbericht zur Studie: BiB Daten- und Methodenberichte 2/2013, Wiesbaden. http://www.bib-demografie.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Daten_Methodenberichte/2013_2_familienleitbilder.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Abgerufen am 7. März 2015
- Mahnke E, Mühlendorf J (2012) Strom speichern: Hintergrundinformation der Agentur für Erneuerbare Energien. *Renews Spezial*, 57. <http://opus.kobv.de/zbib/volltexte/2013/20637/>. Abgerufen am 20. Februar 2015
- Mankiw NG (2014) *Principles of economics*. Cengage Learning, Boston
- Mattes A (2012) Grüner Strom: Verbraucher sind bereit, für Investitionen in erneuerbare Energien zu zahlen. *DIW-Wochenbericht* 79(7):7–9
- Matthes F, Loreck C, Hermann H, Peter F, Wünsch M, Ziegenhagen I (2015) *Das CO2-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen*, Berlin. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/strommarkt-praesentation-das-co2-instrument-fuer-den-stromsektor>. Abgerufen am 15. Mai 2015
- Maurer M, Jandura O (2009) Masse statt Klasse? Einige kritische Anmerkungen zu Repräsentativität und Validität von Online-Befragungen. In: Jakob N, Schoen H, Zerback T (Hrsg) *Sozialforschung im Internet: Methodologie und Praxis der Online-Befragung*. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden
- Mayer JN, Bürger B (2014) Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage. http://www.weel00prozent.de/wp-content/uploads/2014/11/ISE_Kurzstudie_EEG_Umlage_2014_07_14-1.pdf. Abgerufen am 25. August 2015
- McCarthy JJ, Canziani OF, Leary NA, Dokken DJ, White KS (2001) *Climate change 2001: Impacts, adaptation, and vulnerability*. Cambridge University Press, Cambridge
- Menges R, Traub S (2008) Staat versus Markt: Konsumentenpräferenzen und die Förderung erneuerbarer Energien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 32(4):262–270
- Merkel A (2011) Regierungserklärung. Plenarprotokoll, 17/114, Berlin
- Merkel W (2003) Institutionen und Reformpolitik: Drei Fallstudien zur Vetospieler-Theorie. *Berliner Journal für Soziologie* 13(2):255–274
- Metzger N, Zare RN (1999) Science policy: Interdisciplinary research: From belief to reality. *Science* 283(5402):642–643
- Meyer B, Reuster L, Schlegelmilch K, Nestle U (2012) *Klimaschutzorientierte Reform statt Senkung der Stromsteuer: FÖS-Diskussionspapier*, Berlin. http://www.foes.de/pdf/2012-12_FOES_Diskussionspapier_Stromsteuersenkung.pdf. Abgerufen am 11. April 2015
- Meyerhoff J (2005) Non-use values and attitudes: Wetlands threatened by climate change. In: Getzner M, Spash CL, Stagl S (Hrsg) *Alternatives for environmental valuation. Routledge explorations in environmental economics*, Band 4. Routledge, London, New York, S 51–68

- Michaelis J, Junker J, Wietschel M (2013) Eine Bewertung der Regelenenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37(3):161–175
- Ministerium für Wirtschaft und Energie (2015) Energieminister Gerber: „Das Eckpunktepapier muss vom Tisch“. <http://www.mwe.brandenburg.de/sixcms/detail.php/bb1.c.395400.de>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Monstadt J (2007) Energiepolitik und Territorialität: Regionalisierung und Europäisierung der Stromversorgung und die räumliche Redimensionierung der Energiepolitik. In: Gust D (Hrsg) Wandel der Stromversorgung und räumliche Politik. Forschungs- und Sitzungsberichte / Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Bd. 227. Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Hannover, S 186–216
- Möst D (2006) Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten: Eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems. *Europäische Hochschulschriften*, Bd. 3220. Lang, Frankfurt am Main [u. a.]
- Möst D, Fichtner W (2009) Modelle und Szenarien – Einführung zur Energiesystemanalyse. In: Möst D, Fichtner W, Grunwald A (Hrsg) Energiesystemanalyse: Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“ vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe. Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe, S 11–32
- Möst D, Genoese M (2009) Market power in the German wholesale electricity market. *The Journal of Energy Markets* 2(2):47–74
- Möst D, Keles D (2010) A survey of stochastic modelling approaches for liberalised electricity markets. *European Journal of Operational Research* 207(2):543–556
- Möst D, Müller T, Schubert DKJ (2013a) Herausforderungen und Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft: Auswirkungen des steigenden Anteils erneuerbarer Energien auf die EEG-Umlagekosten und die Versorgungssicherheit. In: Radtke J, Henning B (Hrsg) Die deutsche "Energiewende" nach Fukushima. Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte. Metropolis, Weimar bei Marburg, S 201–230
- Möst D, Müller T, Schubert DKJ (2013b) Zukünftige Herausforderungen der Elektrizitätsversorgung aus energiewirtschaftlicher Perspektive. In: Bruhns H (Hrsg) Energie - Technologien und Energiewirtschaft: Vorträge auf der Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Dresden 2013. Tagungsbände Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft. Deutsche Physikalische Gesellschaft, Bad Honnef, S 118–132
- Müller T, Brunner C (2015) Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien im Kostenvergleich. Konferenzband: 9. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien. http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/fullpaper/P_121_Mueller_Theresa_8-Feb-2015_12:51.pdf. Abgerufen am 15. Mai 2015

- Müller T, Gunkel D, Möst D (2013) How does renewable curtailment influence the need of transmission and storage capacities in Europe? Conference Proceedings: 13th European IAEE Conference Düsseldorf
- Murphy JJ, Stevens T, Weatherhead D (2005) Is cheap talk effective at eliminating hypothetical bias in a provision point mechanism? *Environmental & Resource Economics* 30(3):327–343
- Müsgens F (2006) Quantifying market power in the German wholesale electricity market using a dynamic-multiregional-dispatch model. *Journal of Industrial Economics* 54(4):471–498
- Mussel G, Pätzold J (2013) *Grundfragen der Wirtschaftspolitik*. Vahlen, München
- Nagl S, Paulus S, Lindenberger D (2013) Mögliche Entwicklung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz bis 2018. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37(1):63–72
- NetConnect Germany (2015) Entwicklung des Handelsvolumens am VHP NCG. <https://www.net-connect-germany.de/de-de/Informationen-Services/Bilanzkreisverantwortliche/Virtueller-Handelspunkt/Entwicklung-Handelsvolumen-VHP-NCG>. Abgerufen am 19. Februar 2015
- Neuhoff K (2015) Klimabeitrag alter Kraftwerke als Plan B. *DIW-Wochenbericht* 81(14/15):339
- Neuvonen A, Kaskinen T, Leppänen J, Lähteenoja S, Mokka R, Ritola M (2014) Low-carbon futures and sustainable lifestyles: A backcasting scenario approach. *Futures* 58:66–76
- Neverla I, Schäfer MS (2012) Einleitung: Der Klimawandel und das „Medien-Klima“. In: Neverla I, Schäfer MS (Hrsg) *Das Medien-Klima*. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, S 9–25
- Newbold C, Boyd-Barrett O, Bulck, Hilde van den (2002) *The media book*. Arnold; Oxford University Press, London, New York
- Nilsson M, Nilsson LJ, Hildingsson R, Strippel J, Eikeland PO (2011) The missing link: Bringing institutions and politics into energy future studies. *Futures* 43(10):1117–1128
- Nippa M (2014) Akzeptanz der deutschen Kohlenutzung - Fakten statt Fiktionen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64(10):36–40
- Nippa M, Lee RP, Gloaguen S, Meschke S, Hanebuth A (2013) Kohle - Akzeptanzdiskussion im Zeichen der Energiewende: Denkanstöße aus der Wissenschaft, Freiberg. <http://energierohstoffzentrum.com/assets/Uploads/Media/Studien/Studie-Kohle-Akzeptanzdiskussionen-Auflage-2.pdf>. Abgerufen am 29. Mai 2015
- Nischler G, Gutschi C, Beermann M, Stigler H (2011) Auswirkungen von Elektromobilität auf das Energiesystem. *Elektrotechnik & Informationstechnik* 128(1-2):53–57

- Novy J, Peters D (2012) Railway station mega-projects as public controversies: The case of Stuttgart 21. *Built Environment* 38(1):128–145
- Nowack M, Endrikat J, Günther E (2011) Review of Delphi-based scenario studies: Quality and design considerations. *Technological Forecasting and Social Change* 78(9):1603–1615
- O’Garra T, Mourato S (2007) Public preferences for hydrogen buses: Comparing interval data, OLS and quantile regression approaches. *Environmental & Resource Economics* 36(4):389–411
- O’Sullivan M, Edler D, Bickel P, Lehr U, Peter F, Sakowski F (2014) Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013. <http://195.43.53.194/BMWi/Redaktion/PDF/B/bericht-zur-bruttobeschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-jahr-2013>. Abgerufen am 21. Februar 2014
- Oberschmidt J (2010) Multikriterielle Bewertung von Technologien zur Bereitstellung von Strom und Wärme. ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale. Fraunhofer Verlag, Stuttgart
- Oei P, Kemfert C, Reitz F, Hirschhausen Cv (2014) Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende. DIW Berlin: Politikberatung kompakt, 84, Berlin. http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2014-0840. Abgerufen am 31. Mai 2015
- O’Rourke D, Lakner E (1988) Gender bias: Analysis of factors causing male underrepresentation in surveys. *International Journal of Public Opinion Research* 1(2):164–176
- Ostertag K, Jochem E, Schleich J, Walz R, Kohlhaas M, Diekmann J, Ziesing H (2000) Energiesparen - Klimaschutz, der sich rechnet: Ökonomische Argumente in der Klimapolitik. Technik, Wirtschaft und Politik. Physica, Heidelberg
- Owens S, Driffill L (2008) How to change attitudes and behaviours in the context of energy. *Energy Policy* 36(12):4412–4418
- Paraschiv F, Erni D, Pietsch R (2014) The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. *Energy Policy* 73:196–210
- Patzelt WJ (2003) Einführung in die Politikwissenschaft: Grundriss des Faches und studiumbegleitende Orientierung. Wissenschaftsverlag Rothe, Passau
- Patzelt WJ (2011) Blueprints and institution-building. Former East Germany and its present state parliaments as a case in point. *European Journal of East Asian Studies* 2(1):17–40
- Pentalaterales Energieforum (2015) Pentalateral generation adequacy probabilistic assessment. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht,property=pdf>. Abgerufen am 13. März 2015
- Perlis RH, Perlis CS, Wu Y, Hwang C, Joseph M, Nierenberg AA (2005) Industry sponsorship and financial conflict of interest in the reporting of clinical trials in psychiatry. *The American journal of psychiatry* 162(10):1957–1960

- Petermann T, Bradke H, Lüllmann A, Poetzsch M, Riehm U (2011) Was bei einem Blackout geschieht: Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls. Studien des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Band 33. Edition Sigma, Berlin
- Pietzner K (2015) Gesellschaftliche Akzeptanz. In: Fishedick M, Görner M, Thomeczek M (Hrsg) CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung: Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie. Springer, Berlin [u. a.], S 671–700
- Pforte R (2010) Untersuchungen zur Integration der fluktuierenden Windenergie in das System der Elektroenergieversorgung. Dissertation. <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:swb:90-225166>. Abgerufen am 6. September 2015
- Plankl R (2013) Regionale Verteilungswirkungen durch das Vergütungs- und Umlagesystem des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Thünen Working Paper, 13. http://literatur.ti.bund.de/digbib_extern/dn052693.pdf. Abgerufen am 11. März 2015
- Praktiknjo AJ (2014) Stated preferences based estimation of power interruption costs in private households: An example from Germany. *Energy* 76:82–90
- Prognos (2011) Bedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität in Deutschland, Berlin. http://www.metropoluhr.de/fileadmin/user_upload/metropoluhr.de/Regionalplanung/Energiewirtschaft_Fernwaerme/04a_02_Bedarf_konventioneller_Kraftwerkskapazitaet_April_2011.pdf. Abgerufen am 2. Juli 2015
- Prüfer P, Rexroth M (1996) Verfahren zur Evaluation von Survey - Fragen: Ein Überblick. ZUMA Arbeitsbericht, 96/05, Mannheim. http://www.gesis.org/fileadmin/upload/forschung/publikationen/gesis_reihen/zuma_arbeitsberichte/96_05.pdf. Abgerufen am 31. Mai 2015
- Quist J, Vergragt P (2006) Past and future of backcasting: The shift to stakeholder participation and a proposal for a methodological framework. *Futures* 38(9):1027–1045
- r2b energy consulting (2012) Endbericht Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, Köln. http://www.netztransparenz.de/de/file/r2b_EEG_Mifri_Prognose_10112012.pdf. Abgerufen am 1. April 2015
- r2b energy consulting (2013) Endbericht Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, Köln. http://www.netztransparenz.de/de/file/r2b_EEG_Mittelfristprognose_11112013.pdf. Abgerufen am 1. April 2015
- Rau I, Zoellner J (2011) Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern: Projektabschlussbericht, Berlin. http://www.tu-berlin.de/fileadmin/f27/PDFs/Forschung/Abschlussbericht_Aktivitaet_Teilhabe_format.pdf. Abgerufen am 16. Mai 2013

- Regulatory Assistance Project (2014) Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen: Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin.
http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web.pdf. Abgerufen am 5. März 2015
- Rehfeldt K, Rehfeldt L (2014) Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell: Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin.
http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Referenzertragsmodell_Wind/Studie_Referenzertragsmodell_Wind_WEB.pdf. Abgerufen am 1. April 2015
- Reichmuth M, Lorenz C, Beestermöller C, Nabe C, Markgraf C, Schließer J, Gerstenberg J, Kramer A, Megyesi A, Neuman R (2014) Marktanalyse Ökostrom: Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Dessau-Roßlau. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/marktanalyseoekostrom>. Abgerufen am 27. September 2014
- Reinhardt D (2014) Vattenfall vs. Deutschland (II) und das Internationale Investitionsschutzregime in der Kritik. *Kritische Justiz* 47(1):86–94
- Reinhardt M (2011) Aufstieg und Krise der SPD: Flügel und Repräsentanten einer pluralistischen Volkspartei. Nomos, Baden-Baden
- Renn O (1984) Szenarien der Energieversorgung - Wege einer optimalen Kombination. In: Albrecht G, Stegelmann HU (Hrsg) *Energie im Brennpunkt : Zwischenbilanz der Energiedebatte*. HTV, München, S 168–180
- Renn O (1989) Risikowahrnehmung - psychologische Determinanten bei der intuitiven Erfassung und Bewertung von technischen Risiken. In: Franck E, Hosemann G (Hrsg) *Risiko in der Industriegesellschaft: Analysen, Vorsorge und Akzeptanz : sieben Vorträge*. Erlanger Forschungen. Reihe B, Naturwissenschaften und Medizin, Bd. 19. Universitätsbund Erlangen-Nürnberg, Erlangen, S 167–192
- Renn O (1995) Risikobewertung aus Sicht der Soziologie. In: Berg M (Hrsg) *Risikobewertung im Energiebereich*. Polyprojekt Risiko und Sicherheit / ETH, Eidgenössische Technische Hochschule. Dokumente, Nr. 7. Vdf, Hochschulverlag an der ETH, Zürich, S 71–134
- Renz T (2001) Vom Monopol zum Wettbewerb: Die Liberalisierung der deutschen Stromwirtschaft. Dissertation. Politikwissenschaftliche Paperbacks, Bd. 34. Leske + Budrich, Augsburg
- Robinson JB (1982) Energy backcasting: A proposed method of policy analysis. *Energy Policy* 10(4):337–344
- Rosen J (2008) The future role of renewable energy sources in European electricity supply: A model-based analysis for the EU-15. Dissertation. Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe
- Rosenstock L, Lee LJ (2002) Attacks on science: The risks to evidence-based policy. *American Journal of Public Health* 92(1):14–18

- Ruddat M, Sonnberger M (2015) Wie die Bürgerinnen und Bürger ihre Rolle bei der Energiewende sehen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65(1/2):121–125
- Rudolf M, Müller J (2011) *Multivariate Verfahren: Eine praxisorientierte Einführung mit Anwendungsbeispielen in SPSS. Psychlehrbuch plus.* Hogrefe, Göttingen
- Rudolph B (1986) Klassische Kapitalkostenkonzepte zur Bestimmung des Kalkulationszinsfußes für die Investitionsrechnung. *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 38(7/8):608–617
- Ruh F (2014) Munich airport's third runway and stakeholder communications. *Journal of European Management & Public Affairs Studies* 2(1):15–22
- Rutovitz J, Harris S (2012) Calculating global energy sector jobs: 2012 methodology, Sydney. <http://cfsites1.uts.edu.au/find/isf/publications/rutovitzharris2012globalenergyjobsmethycalc.pdf>. Abgerufen am 24. Januar 2015
- Sabatier PA, Jenkins-Smith HC (1993) *Policy change and learning: An advocacy coalition approach. Theoretical lenses on public policy.* Westview Press, Boulder
- Sauer DU (2013) Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom, Aachen. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/kurzgutachten_marktanreizprogramm_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Abgerufen am 20. Februar 2015
- Schaafsma M, Brouwer R, Liekens I, Nocker L de (2014) Temporal stability of preferences and willingness to pay for natural areas in choice experiments: A test–retest. *Resource and Energy Economics* 38:243–260
- Schäuble D, Volkert D, Jacobs D, Töpfer K (2014) CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene. IASS Working Paper, Potsdam. http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/working_paper_emissionsgrenzwerte_3.pdf. Abgerufen am 13. Mai 2015
- Scheloske M (2012) Bloggende Wissenschaftler – Pioniere der Wissenschaftskommunikation 2.0. In: Dernbach B, Kleinert C, Münster H (Hrsg) *Handbuch Wissenschaftskommunikation.* VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, S 267–274
- Schiffer H (2011) Wettbewerb und Preise auf dem Strommarkt. *Wirtschaftsdienst* 91(4):284–286
- Schiffer L, Gutte H, Meyer B (2014) Ausgewählte Aspekte der Rohstoffgewinnung – Ein Vergleich zwischen Braunkohle und nachwachsenden Rohstoffen. *Chemie Ingenieur Technik* 86(10):1690–1695
- Schlacke S, Kröger J (2013) Der Beitrag des Rechts der erneuerbaren Energien zur Energiewende. In: Radtke J, Henning B (Hrsg) *Die deutsche "Energiewende" nach Fukushima. Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte.* Metropolis, Weimar bei Marburg, S 343–365
- Schmidthaler M, Reichl J, Schneider F (2012) Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 13(4):308–336

- Schneekloth U, Leven I (2003) Woran bemisst sich eine ‚gute‘ allgemeine Bevölkerungsumfrage? Analysen zu Ausmaß, Bedeutung und zu den Hintergründen von Nonresponse in zufallsbasierten Stichprobenerhebungen am Beispiel des ALLBUS. *ZUMA-Nachrichten* 27(53):16–57
- Scholz R (2010) Kein Zustimmungserfordernis des Bundesrates zu längeren Laufzeiten der Kernkraftwerke: Das Elfte und das Zwölfte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht*:1385–1390
- Scholz Y (2012) Renewable energy based electricity supply at low costs. Dissertation. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:93-opus-76350>. Abgerufen am 1. April 2014
- Schönfelder M, Jochem P, Fichtner W (2011) Energiesystemmodelle zur Szenarienbildung – Potenziale und Grenzen. In: Dieckhoff C, Fichtner W, Grunwald A, Meyer S, Nierling L, Renn O, Voß A, Wietschel M (Hrsg) *Energieszenarien: Konstruktion, Bewertung und Wirkung – „Anbieter“ und „Nachfrager“ im Dialog*. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe, S 25–40
- Schröder A, Kunz F, Meiss J, Mendelevitch R, Hirschhausen Cv (2013) Current and prospective costs of electricity generation until 2050. Data Documentation, 68, Berlin. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf. Abgerufen am 18. September 2014
- Schubert DKJ, Selasinsky Av, Meyer T, Schmidt A, Thuß S, Erdmann N, Erndt M, Möst D (2013) Gefährden Stromausfälle die Energiewende? Einfluss auf Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(10):35–39
- Schubert DKJ, Meyer T, Möst D (2015a) Transformation des deutschen Energiesystems aus der Perspektive der Bevölkerung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39(1):49–61
- Schubert DKJ, Thuß S, Möst D (2015b) Does political and social feasibility matter in energy scenarios? *Energy Research & Social Science* 2(5):43–54
- Schubert DKJ, Möst D (2015c) Berücksichtigung gesellschaftlicher Implikationen von deutschen Energietransformationspfaden. Konferenzband: 9. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien. http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/fullpaper/P_164_Schubert_Daniel_5-Feb-2015_20:54.pdf. Abgerufen am 15. Mai 2015
- Schulze S (2015) Zoff um Klimaabgabe: 75 Stadtwerke stützen Gabriels Kohlepläne. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/kohlekraftwerke-stadtwerke-stuetzen-gabriels-klimaabgabe-a-1030067.html>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Schumann D (2012) Gesellschaftliche Akzeptanz. In: Hake J, Kuckshinrichs W (Hrsg) *CO2-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektiven*. Schriften des Forschungszentrums Jülich : Reihe Energie & Umwelt, Band 164, Jülich, S 225–256
- Schumann D, Pietzner K, Esken A (2010) Umwelt, Energiequellen und CCS: regionale Einstellungsunterschiede und -veränderungen in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60(5):52–56

- Schütz H, Peter HP (2002) Risiken aus der Perspektive von Wissenschaft, Medien und Öffentlichkeit. *Aus Politik und Zeitgeschichte* 52(10-11)
- Sears DO, Funk CL (1999) Evidence of the long-term persistence of adults' political predispositions. *The Journal of Politics* 61(1):1–28
- Selasinsky Av (2014) The integration of renewables in continuous intraday markets for electricity. *SSRN Electronic Journal*
- Selasinsky Av, Schubert DKJ, Meyer T, Möst D (2014) Valuing security of supply: Does experience matter? <http://ssrn.com/abstract=2442492>. Abgerufen am 10. März 2015
- Sensfuß F, Ragwitz M, Genoese M (2008) The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 36(8):3086–3094
- Sensfuß F, Ragwitz M, Kratzat M, Langniß O, Obersteiner C, Müller T, Merten F, Fishedick M (2007) Fortentwicklung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt: Endbericht, Karlsruhe. http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e/de/publikationen/Fortentwicklung_EEG_Endbericht_final.pdf. Abgerufen am 30. März 2015
- Sinn H-W (2008) Das grüne Paradoxon: Warum man das Angebot bei der Klimapolitik nicht vergessen darf. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 9(s1):109–142
- Söderholm P, Hildingsson R, Johansson B, Khan J, Wilhelmsson F (2011) Das grüne Paradoxon: Warum man das Angebot bei der Klimapolitik nicht vergessen darf. *Futures* 43(10):1105–1116
- SRU (2011) Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung: Sondergutachten. Erich Schmidt, Berlin
- Statistische Ämter des Bunds und der Länder (2014) Gebiet und Bevölkerung – Fläche und Bevölkerung. http://www.statistik-portal.de/statistik-portal/de_jb01_jahrta1.asp. Abgerufen am 26. Dezember 2014
- Statistisches Bundesamt (2013) Zensusdatenbank Zensus 2011 der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder. <https://ergebnisse.zensus2011.de/>. Abgerufen am 27. August 2014
- Statistisches Bundesamt (2014) Private Konsumausgaben und Verfügbares Einkommen: 3. Vierteljahr 2014, Wiesbaden. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen/Inlandsprodukt/KonsumausgabenPDF_5811109.pdf?__blob=publicationFile. Abgerufen am 10. März 2015
- Statistisches Bundesamt (2015a) Erwerbstätigenrechnung. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Arbeitsmarkt/Erwerbstaetigkeit/TabellenErwerbstaetigenrechnung/InlaenderInlandskonzept.html>. Abgerufen am 13. Februar 2015

- Statistisches Bundesamt (2015b) Verbraucherpreisindex für Deutschland: Veränderungsraten zum Vorjahr in %. https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen/_VerbraucherpreiseKategorien.html. Abgerufen am 18. Februar 2015
- Statistisches Bundesamt (2015c) VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung, Bruttoinlandsprodukt, Wiesbaden. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleAufbau&selectionname=81000-0001&sprache=de>. Abgerufen am 13. März 2015
- Steglich J (2015) Düstere Szenarien: Blackout in Mittelmark: Landkreis untersucht Folgen mehrtägiger Stromausfälle - die Fahr nimmt zu. Märkische Allgemeine, 25. Februar 2015:12
- Sterner M, Gerhardt N, Saint-Drenan YM, von Oehsen A, Hochloff P, Kocmajewski M, Jentsch M, Lichtner P, Pape C, Bofinger S, Rohrig K (2010) Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Fraunhofer IWES, Kassel. http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf. Abgerufen am 02. Juli 2015
- Stocker A, Großmann A, Madlener R, Wolter MI (2011) Sustainable energy development in Austria until 2020: Insights from applying the integrated model "e3.at". Energy Policy 39(10-2):6082–6099
- Ströbele W, Pfaffenberger W, Heuterkes M (2010) Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik. Oldenbourg, München
- Strunz S, Gawel E, Lehmann P (2015) Towards a general “Europeanization” of EU Member States’ energy policies? Economics of Energy & Environmental Policy 4(2):143–159
- Swider DJ (2006) Handel an Regelernergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. Dissertation. Deutscher Universitäts-Verlag | GWV Fachverlage, Wiesbaden
- Szolnoki G, Hoffmann D (2013) Online, face-to-face and telephone surveys—Comparing different sampling methods in wine consumer research. Wine Economics and Policy 2(2):57–66
- Thielsch M, Weltzin S (2012) Online-Umfragen und Online-Mitarbeiterbefragungen. In: Brandenburg T, Thielsch M (Hrsg) Praxis der Wirtschaftspsychologie: Themen und Fallbeispiele für Studium und Anwendung. MV-Wissenschaft, Münster, S 109–127
- Thomson Reuters (2015) Datastream. <http://thomsonreuters.com/en/products-services/financial/investment-management/datastream-professional.html>. Abgerufen am 31. Mai 2015
- TNS Emnid (2014) Braunkohle Umfrage Bundesweit, Bielefeld. <http://gpurl.de/umfrage-bundesweit>. Abgerufen am 21. August 2014
- Traber T, Kemfert C (2011) Gone with the wind? — Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply. Energy Economics 33(2):249–256

- Tsebelis G (2002) Veto players: How political institutions work. Princeton University Press, Princeton
- TU Berlin (2011), Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien (Studie im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft [u.a.]), Berlin.
http://www.baypapier.com/fileadmin/user_upload/Downloads/Standpunkte/Studie_Kosten_Erneuerbare_Energien.pdf. Abgerufen am 19. Februar 2015
- UBA (2010) Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>. Abgerufen am 29. Mai 2013
- UBA (2013a) Kennzahlen typischer KWK-Anlagen, Dessau-Roßlau.
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/2_tab_kennzahlen-typ-kwk_2013-09-26_neu.pdf. Abgerufen am 19. Februar 2015
- UBA (2013b) Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2012, Dessau-Roßlau.
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/2013_11_25_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v1_2_0.xlsx. Abgerufen am 12. Dezember 2014
- UBA (2013c) Potenzial der Windenergie an Land, Dessau-Roßlau.
<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/potenzial-windenergie-an-land>. Abgerufen am 2. April 2015
- UBA (2014) Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013. Climate Change, 23/2014, Dessau-Roßlau.
<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-0>. Abgerufen am 30. August 2014
- Ullrich CG (2008) Die Akzeptanz des Wohlfahrtsstaates: Präferenzen, Konflikte, Deutungsmuster. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden
- Unger J, Hurtado A (2013) Energie, Ökologie und Unvernunft. Springer Spektrum, Wiesbaden
- Unruh GC (2000) Understanding carbon lock-in. Energy Policy 28(12):817–830
- Urban D, Mayerl J (2011) Regressionsanalyse: Theorie, Technik und Anwendung. Studienskripten zur Soziologie. VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden
- Van den Bergh JCJM, Faber A, Idenburg AM, Oosterhuis FH (2006) Survival of the greenest: evolutionary economics and policies for energy innovation. Environmental Sciences 3(1):57–71
- Ventosa M, Baillo Á, Ramos A, Rivier M (2005) Electricity market modeling trends. Energy Policy 33(7):897–913
- ver.di (2015) ver.di lehnt „Braunkohle-Strafzoll“ des Bundeswirtschaftsministers ab – Mahnwachen wegen Flugzeugabsturz abgesagt. <http://www.verdi.de/presse/pressemitteilungen/++co++2666aba0-d21e-11e4-b82b-52540059119e>. Abgerufen am 17. Mai 2015

- Verbraucherzentrale Bundesverband (2013) Verbraucherinteressen in der Energiewende: Ergebnisse einer repräsentativen Befragung, Berlin. http://www.vzbv.de/cps/rde/xbcr/vzbv/Energiewende_Studie_lang_vzbv_2013.pdf. Abgerufen am 28. Januar 2014
- Verbruggen A, Al Marchohi M (2010) Views on peak oil and its relation to climate change policy. *Energy Policy* 38(10):5572–5581
- Verein für Socialpolitik (2012) Ethikkodex des Vereins für Socialpolitik, Frankfurt am Main. http://www.socialpolitik.org/inhalte/Ethikkodex_final.pdf. Abgerufen am 15. Mai 2013
- VIK (2015) Statement zu den aktuellen Vorschlägen des BMWi: Der VIK lehnt die Vorschläge des Bundeswirtschaftsministeriums ab. <http://vik.de/pressemitteilung/items/statement-zu-den-aktuellen-vorschlaegen-des-bmwi-der-vik-lehnt-die-vorschlaege-des-bundeswirtschaftsministeriums-ab.html>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Voß A (2001) Energie: Die Kraft-Wärme-Kopplung: Technik, Potenzial und Umweltwirkungen. *Physik Journal* 57(11):61–66
- Wagner GG (2008) Folgen des Klimawandels: Versicherungspflicht wird unausweichlich! *Wirtschaftsdienst* 88(10):663–665
- Walleyo T (2010) Institutionen und Reformen. Dissertation. <http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn:nbn:de:bsz:16-opus-105634>. Abgerufen am 20. Mai 2015.
- Wallrabenstein A (2011) Die Verfassungsmäßigkeit des jüngsten Atomausstiegs: Zur 13. Novelle des Atomgesetzes. *Humboldt Forum Recht* 11:109–121
- Walther E (2002) Guilty by mere association: Evaluative conditioning and the spreading attitude effect. *Journal of Personality & Social Psychology* 82(6):919–934
- Wangel J (2011a) Change by whom? Four ways of adding actors and governance in backcasting studies. *Futures* 43(8):880–889
- Wangel J (2011b) Exploring social structures and agency in backcasting studies for sustainable development. *Technological Forecasting and Social Change* 78(5):872–882
- Weber C (2005) Uncertainty in the electric power industry: Methods and models for decision support. *International series in operations research & management science*, Band 77. Springer, New York
- Weber C (2011) Szenarien zur zukünftigen Stromerzeugung. <https://ewlblog.wordpress.com/>. Abgerufen am 23. Mai 2015
- Weber M, Hey C (2012) Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität. *Wirtschaftsdienst* 92(13):43–51
- Weede E (2012) Wahrheit und Gewissheit; Klimaschutz und Politik. *Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft* 63:385–401
- Weichbold M (2014) Pretest. In: Baur N, Blasius J (Hrsg) *Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung*. Springer Fachmedien, Wiesbaden, S 299–304

- Weigt H, Hirschhausen Cv (2008) Price formation and market power in the German wholesale electricity market in 2006. *Transition towards Sustainable Energy Systems* 36(11):4227–4234
- Weinhold K (2014) 85 Jahre Pumpspeicherwerk Niederwartha. <http://www.enso-blog.de/energiegeschichte-85-jahre-pumpspeicherwerk-niederwartha>. Abgerufen am 21. März 2015
- Weizsäcker Cv (2004) Einführung in die Thematik. In: Oberender P, Kuhnt D (Hrsg) *Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft*. Schriften des Vereins für Socialpolitik, Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, n.F., Bd. 299. Duncker & Humblot, Berlin, S 9–22
- Winkler J, Keles D, Renz L, Sensfuß F, Fichtner W (2013) Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37(4):233–248
- Witt S de (2012) Ist der Atomausstieg 2011 mit Art. 14 GG vereinbar? *Umwelt- und Planungsrecht*(8):281–285
- Wolf R (2010) Die Genehmigung von Kohlekraftwerken im Zeichen der Europäisierung des Rechtsrahmens. *Natur und Recht* 32(4):244–253
- Wurster S (2010) *Zukunftsvorsorge in Deutschland: Eine vergleichende Untersuchung der Bildungs-, Forschungs-, Umwelt- und Energiepolitik*. Nomos Universitätsschriften : Politik, Band 171. Nomos, Baden-Baden
- Wüstenhagen R, Wolsink M, Bürer MJ (2007) Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy* 35(5):2683–2691
- WWF (2015) WWF-Statement Klimaschutzinstrument Braunkohle. <http://www.wwf.de/2015/maerz/wwf-statement-klimaschutzinstrument-braunkohle/>. Abgerufen am 17. Mai 2015
- Ziehm C (2014) Europarechtliche Zulässigkeit nationaler CO₂-Emissionsstandards für Energieerzeugungsanlage. *Zeitschrift für Neues Energierecht*(1):34–39
- Ziehm C, Kemfert C, Oei P, Reitz F, Hirschhausen Cv (2014) Entwurf und Erläuterung für ein Gesetz zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland. DIW Berlin: Politikberatung kompakt, 82, Berlin. http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2014-0825. Abgerufen am 31. Mai 2015
- Ziel F, Steinert R, Husmann S (2015) Efficient modeling and forecasting of electricity spot prices. *Energy Economics* 47:98–111

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Übersicht über die Themen und Kapitel des Hauptteils der Arbeit.....	2
Abbildung 2: Kategorisierung der Akzeptanz nach Einstellung und Handlung.....	8
Abbildung 3: Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Szenario- konstruktion	11
Abbildung 4: Analyseebenen der Szenarien	15
Abbildung 5: Mehrstufiges Vorgehen zur Ermittlung der Akzeptanzfaktoren	16
Abbildung 6: Akzeptanzfaktoren im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks.....	17
Abbildung 7: Analysestufen der politischen Durchsetzbarkeit	19
Abbildung 8: Berücksichtigung von Akzeptanzfaktoren in ausgewählten Szenario- studien.....	25
Abbildung 9: Aggregierte Betrachtung der Berücksichtigung von Akzeptanzfaktoren in ausgewählten Szenariostudien	26
Abbildung 10: Aggregierte Betrachtung der Berücksichtigung verschiedener Ebenen der politischen Umsetzbarkeit in ausgewählten Szenariostudien	27
Abbildung 11: Transparenz der Szenariogestaltung in ausgewählten Szenariostudien	29
Abbildung 12: Berücksichtigung der Akzeptanzfaktoren in ausgewählten Szenario- studien.....	30
Abbildung 13: Übersicht über das Untersuchungsdesign	33
Abbildung 14: Akzeptanzfaktoren sortiert nach absteigender Bedeutung	39
Abbildung 15: Bedeutung (Mittelwert) von Akzeptanzfaktoren nach Gesamttrang (Zeilen) und nach soziodemografischen Faktoren (Spalten)	41
Abbildung 16: Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks: Was ist Ihrer Meinung nach die wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung? (n=962).....	43
Abbildung 17: Qualitative Bewertung der Eigenschaften eines Transformationspfads	46
Abbildung 18: Anteil der Nennungen gegen die Nutzung von a) Kernenergie und b) Braunkohle nach Regionalgruppen.....	47
Abbildung 19: Anteil der Nennungen für einen starken Ausbau Erneuerbarer Energien nach Regionalgruppen	49
Abbildung 20: Die Ausprägung von Transformationspfaden in Abhängigkeit von parteipolitischen Präferenzen.....	50
Abbildung 21: Überblick über das Variablenmodell.....	54
Abbildung 22: Relative zusätzliche Zahlungsbereitschaft bei Umsetzung des präfer- ierten Transformationspfads	56

Abbildung 23: Durchschnittliche zusätzliche Zahlungsbereitschaft für Strom nach präferierten Transformationspfaden (Zeilen) und soziodemografischen Faktoren sowie der Einstellung zum Klimawandel (Spalten).....	57
Abbildung 24: Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks in der ersten und zweiten Befragung	64
Abbildung 25: Betrachtung der Akzeptanzfaktoren durch antizipierende Akteure	68
Abbildung 26: Preisbereinigte Veränderung des durchschnittlich verfügbaren Einkommens je Einwohner seit der deutschen Wiedervereinigung.....	72
Abbildung 27: Historische Preisentwicklung Rohöl (Sorte: Brent).....	74
Abbildung 28: Entwicklung der Arbeitslosenquote auf Basis aller zivilen Erwerbspersonen.....	78
Abbildung 29: Zusammenhang zwischen der Veränderungsrate des realen BIP und der Erwerbstätigen in Deutschland	80
Abbildung 30: Wertschöpfungsstufen nach Liberalisierung.....	86
Abbildung 31: Zusammensetzung des durchschnittlichen Haushaltstrompreises 2012	88
Abbildung 32: Schematische Darstellung der Merit-Order-Kurve für Deutschland.....	90
Abbildung 33: Schematische Darstellung des Merit-Order-Effekts durch die Berücksichtigung von EEG-Anlagen für Deutschland.....	91
Abbildung 34: Aufbau der folgenden Kapitel.....	92
Abbildung 35: Vergleich des myopischen Ansatzes gegenüber der perfekten Voraussicht.....	96
Abbildung 36: Vergleich der Kapazitätsentwicklung von konventionellen Kraftwerken im vereinfachten Modellansatz.....	97
Abbildung 37: Vergleich der Entwicklung der konventionellen Systemkosten in den einzelnen Perioden.....	98
Abbildung 38: Geografischer Fokus von ELTRAMOD-INVEST.....	109
Abbildung 39: Entwicklung der installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken in Deutschland ohne endogenen Zubau	111
Abbildung 40: Entwicklung der installierten Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland.....	112
Abbildung 41: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in den angrenzenden Ländern nach Energieträgern	113
Abbildung 42: Jährlicher Leistungszubau in Erneuerbare-Energien-Anlagen.....	117
Abbildung 43: Verlauf des Wärmebedarfsfaktors in 2012.....	120
Abbildung 44: Studienvergleich zu Beschäftigungsfaktoren für Wartung und Betrieb	134

Abbildung 45: Historische Entwicklung der Inlandsförderung verschiedener Energieträger.....	136
Abbildung 46: Vergleich der stündlichen Preise der vierten und fünften Kalenderwoche in 2012	138
Abbildung 47: Vergleich der durchschnittlichen Tagespreise in 2012	139
Abbildung 48: Vergleich der stündlichen Preisdauerlinien in 2012.....	140
Abbildung 49: Vergleich der Nettostromerzeugung der konventionellen Kraftwerke in 2012	143
Abbildung 50: Vergleich der Nettostromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in 2012	144
Abbildung 51: Vergleich des deutschen Stromhandelssaldos in 2012.....	145
Abbildung 52: Schematische Darstellung der Strom- und Zahlungsflüsse im Rahmen der Festvergütung des EEGs.....	156
Abbildung 53: Schematische Darstellung der Strom- und Zahlungsflüsse im Rahmen der Direktvermarktung im Marktprämienmodell des EEGs	158
Abbildung 54: Historische Entwicklung der EEG-Umlage und Prognosen.....	161
Abbildung 55: Entwicklung der Stromeinspeisung von EEG-Bestandsanlagen.....	170
Abbildung 56: Entwicklung der Vergütungszahlungen von Bestandsanlagen	171
Abbildung 57: Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für Biomasseanlagen	174
Abbildung 58: Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für PV-Anlagen	175
Abbildung 59: Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für Wind-Offshore-Anlagen	176
Abbildung 60: Vergleich EEG-Vergütung mit erwarteten Stromgestehungskosten für Wind-Onshore-Anlagen.....	177
Abbildung 61: Vergleich EEG-Umlage 2014–2019	180
Abbildung 62: Vorgehen zur Ermittlung des Stromendkundenpreises	184
Abbildung 63: Ermittelter Zusammenhang zwischen installierter Leistung in Erneuerbare-Energien-Anlagen und Investitionsvolumen in das Übertragungsnetz.....	187
Abbildung 64: Ermittelter Zusammenhang zwischen installierter Leistung in Offshore-Windenergieanlagen und Investitionsvolumen in das Offshore-Übertragungsnetz	188
Abbildung 65: Ermittelter Zusammenhang zwischen installierter Leistung in Erneuerbare-Energien-Anlagen an Land und Investitionsvolumen in das Verteilnetz	189
Abbildung 66: Entwicklung der Kapazität und der Erzeugung in Deutschland.....	196

Abbildung 67: Entwicklung der Kapazitäten und der Erzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland	198
Abbildung 68: Entwicklung der Nettostromimporte	200
Abbildung 69: Entwicklung der Stromimporte und -exporte in der Referenz-Welt ❶	201
Abbildung 70: Rohstoffverbrauch im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030	202
Abbildung 71: Entwicklung des Rohstoffbedarfs von Erdgas und Steinkohle	202
Abbildung 72: Entwicklung des Anteils der steuerbaren Leistung an der Jahreshöchstlast	204
Abbildung 73: Entwicklung der Systemkosten	208
Abbildung 74: Entwicklung des Großhandelspreises und der EEG-Umlage	211
Abbildung 75: Relative Entwicklung der Endkundenpreise im Vergleich zu 2012	212
Abbildung 76: Wöchentliches Lastprofil der Elektrofahrzeuge in 2030	216
Abbildung 77: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei Einführung der Marktstabilitätsreserve	219
Abbildung 78: Vergleich der Emissionen in 2030 bei Einführung der Marktstabilitätsreserve	220
Abbildung 79: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei Rohstoffpreise Minus 50%	222
Abbildung 80: Vergleich der Emissionen in 2030 bei Rohstoffpreisen Minus 50% ..	223
Abbildung 81: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei Rohstoffpreisen Plus 50%	224
Abbildung 82: Vergleich der Emissionen in 2030 bei Rohstoffpreisen Plus 50%	225
Abbildung 83: Vergleich der Nutzung von Flexibilitätsoptionen in 2030	228
Abbildung 84: Konventionelle Kraftwerkwerksinstallationen bis 2030 bei zusätzlichen Flexibilitätsoptionen	229
Abbildung 85: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei zunehmender Elektromobilität	230
Abbildung 86: Vergleich der Emissionen in 2030 bei zunehmender Elektromobilität	231
Abbildung 87: Vergleich der Stromerzeugung in 2030 bei Nachfragereduktion	233
Abbildung 88: Vergleich der Emissionen in 2030 bei Nachfragereduktion	234
Abbildung 89: Vergleich der relativen Veränderung des Haushaltsstrompreises in den Szenariorechnungen in 2030 mit der Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung	245
Abbildung 90: Startseite des Weblogs auf der Domain http://www.energieszenarien.de	271
Abbildung 91: Hierachische Struktur des Weblogs auf energieszenarien.de	272

Abbildung 92: Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks in den Telefon- befragungen und der Onlinebefragung	277
Abbildung 93: Präferenzen für die Szenariowelten (n=78).....	278
Abbildung 94: Nennung als einer der drei wichtigsten Faktoren für die Wahl einer Szenariowelt (n=78).....	279
Abbildung 95: Stromproduktion in den umliegenden Ländern in der Referenz-Welt	363

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Überblick über ausgewählte Ziele der Energiewende	5
Tabelle 2: Übersicht über Akzeptanzfaktoren und Quantifizierungsmöglichkeiten	18
Tabelle 3: Zuordnung von Zählpunkten bei der Auswertung von einzelnen Elementen	21
Tabelle 4: Übersicht über ausgewählte Studien	23
Tabelle 5: Grundgesamtheit und Stichprobe vor Durchführung der Gewichtung	35
Tabelle 6: Zuordnung von Frageelementen zu Akzeptanzfaktoren	37
Tabelle 7: Zuordnung Bundesländer nach Regionalgruppen	45
Tabelle 8: Einfluss demografischer Faktoren und der Einstellung zum Klimawandel auf Transformationspfade	51
Tabelle 9: Variablen im Regressionsmodell	58
Tabelle 10: Koeffizienten der multiplen linearen Regression auf zusätzliche relative Zahlungsbereitschaft WTP_REL	61
Tabelle 11: Übersicht über mögliche Veränderungen der Gewichtung der Akzeptanzfaktoren durch die Bevölkerung	82
Tabelle 12: Überblick über die Bewertung der Akzeptanzfaktoren, der Ergebnisse des Szenariovergleichs und die Integration in die Szenariorechnungen	84
Tabelle 13: Zeitunabhängige Technologieparameter	114
Tabelle 14: Übersicht über Parameter der Laständerung	115
Tabelle 15: Technologieparameter der Zubauoptionen in konventionellen Kraftwerkskapazitäten	116
Tabelle 16: Technologieparameter der Zubauoptionen in Speichertechnologien	116
Tabelle 17: Maximaler Zubau und technisches Potenzial von Erneuerbare-Energien-Anlagen	118
Tabelle 18: Verfügbare Leistung von KWK-Anlagen, angenommene Stromkennzahl und KWK-Stromerzeugung in 2012	121
Tabelle 19: Entwicklung der Jahresbenutzungsstunden von Anlagen mit fluktuierendem Einspeiseprofil in Deutschland	122
Tabelle 20: Annahme der Kompensationszahlungen für die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen	122
Tabelle 21: Entwicklung der Rohstoff- und CO ₂ -Emissionszertifikatspreise	124
Tabelle 22: Länderspezifische Anpassung des Steinkohlepreises in Bezug zum Referenzmarkt Deutschland	124
Tabelle 23: Stromnachfrage in 2012	126
Tabelle 24: Nachfrageentwicklung bis 2030	127

Tabelle 25: Entwicklung der Transportkapazitäten zwischen Deutschland und den angrenzenden Ländern im Jahresdurchschnitt	128
Tabelle 26: Emissionsfaktoren für Bestandsanlagen in 2012.....	130
Tabelle 27: Flächennutzungsfaktoren durch Energieinfrastruktur	131
Tabelle 28: Flächennutzungsfaktoren für Biomasseanbau und für Braunkohletagebau	131
Tabelle 29: Beschäftigungsfaktoren für die Installation	133
Tabelle 30: Beschäftigungsfaktoren für Wartung und Betrieb.....	135
Tabelle 31: Entwicklung der Inlandsförderanteile für die berücksichtigten Energieträger.....	136
Tabelle 32: Beschäftigung und Primärenergiegewinnung in 2013	137
Tabelle 33: Vergleich der Kennzahlen für das Basisjahr 2012	141
Tabelle 34: Überblick über Gütekennzahlen vergleichbarer Modellansätze.....	142
Tabelle 35: Vergleich der absoluten und der verbrauchsspezifischen CO ₂ -Emissionen der deutschen Stromerzeugung in 2012	146
Tabelle 36: Technologiespezifische Zubaukorridore und Bandbreiten im EEG 2014	160
Tabelle 37: Übersicht über die berücksichtigten Technologien im EEG-Modell	169
Tabelle 38: Durchschnittliche Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten	177
Tabelle 39: Eingruppierung der Stromnachfrage in Verbrauchsgruppen ab 2019 nach dem EEG 2014.....	179
Tabelle 40: Ermittlung der sonstigen Stromkostenbestandteile von Haushaltskunden	185
Tabelle 41: Ermittlung der sonstigen Stromkostenbestandteile der nicht privilegierten Industriekunden	186
Tabelle 42: Technologiespezifische Aufwendungen des Netzausbaus	190
Tabelle 43: Installierte Leistung in Erneuerbare-Energien-Anlagen und Aufwendungen für Netzausbau in der Energiereferenzprognose	191
Tabelle 44: Überblick über die alternativen Transformationspfade.....	194
Tabelle 45: Entwicklung der Rohstoffimportkosten	203
Tabelle 46: Direkte Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030.....	205
Tabelle 47: Flächennutzung im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030.....	206
Tabelle 48: Beschäftigung im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030	207
Tabelle 49: Endkundenpreise im Basisjahr 2012 und Zieljahr 2030.....	210
Tabelle 50: Stromkosten eines durchschnittlichen Haushalts mit 3,1 MWh _{el} Jahresverbrauch	213
Tabelle 51: Übersicht über die Sensitivitätsanalysen.....	213

Tabelle 52: Emissionspreisszenarien in der Sensitivitätsbetrachtung	214
Tabelle 53: Szenariovariation der Rohstoffpreise	214
Tabelle 54: Angenommenes Lastreduktionspotenzial	216
Tabelle 55: Annahme für die Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen	217
Tabelle 56: Annahme der Batterienutzung von Elektrofahrzeugen	218
Tabelle 57: Nachfrageszenarien in der Sensitivitätsbetrachtung	218
Tabelle 58: Vergleich der Strompreise in 2030 bei der Marktstabilitätsreserve	221
Tabelle 59: Vergleich der Strompreise in 2030 bei Rohstoffpreisen Minus 50%	223
Tabelle 60: Vergleich der Strompreise in 2030 bei Rohstoffpreisen Plus 50%	225
Tabelle 61: Vergleich der Strompreise in 2030 bei Kosten Erneuerbare-Energien- Anlagen Minus 20%	227
Tabelle 62: Vergleich der Strompreise in 2030 bei Kosten Erneuerbare-Energien- Anlagen Plus 20%	228
Tabelle 63: Vergleich der Strompreise in 2030 bei zusätzlichen Flexibilitätsoptionen	230
Tabelle 64: Vergleich der Strompreise in 2030 bei zunehmender Elektromobilität ...	232
Tabelle 65: Entwicklung der Strompreise in 2030 bei Nachfragereduktion	234
Tabelle 66: Vergleich der CO ₂ -Emissionen in den Sensitivitätsanalysen in Relation zum Basisjahr	236
Tabelle 67: Vergleich der Großhandelspreise in den Sensitivitätsanalysen in Relation zum Basisjahr	237
Tabelle 68: Vergleich des Haushaltsstrompreises (brutto) in den Sensitivitätsanalysen in Relation zum Basisjahr	238
Tabelle 69: Qualitative Bewertung der Szenariowelten auf Basis der Bevölkerungs- präferenzen	243
Tabelle 70: Regierungskoalitionen, Bundsratsitze und Einstellung zur weiteren Braunkohlenutzung in den Bundesländern	259
Tabelle 71: Überkategorien der Argumente hinsichtlich des Klimabeitrags	262
Tabelle 72: Positionen, Argumente und Motive der Akteure im Hinblick auf den Klimabeitrag	264
Tabelle 73: Stichproben in den Befragungen sowie Grundgesamtheit der Telefon- befragung	275
Tabelle 74: Kategorisierung der Akzeptanzfaktoren mit Bezug zum energiepolitischen Ziel: Wirtschaftlichkeit	333
Tabelle 75: Kategorisierung der Akzeptanzfaktoren mit Bezug zum energiepolitischen Ziel: Versorgungssicherheit	334

Tabelle 76: Kategorisierung der Akzeptanzfaktoren mit Bezug zum energiepolitischen Ziel: Umweltverträglichkeit.....	335
Tabelle 77: Erneuerbare Energien in den Regionalgruppen.....	346
Tabelle 78: Entwicklung der NTC-Werte bis 2030.....	357
Tabelle 79: Entwicklung der Emissionsfaktoren bis 2030.....	358
Tabelle 80: Beschäftigte in ausgewählten Kraftwerken.....	359
Tabelle 81: Verteilung der Anlagengrößen von PV-Anlagen	360
Tabelle 82: Standortqualitäten nach Referenzertragsmodell und Verlängerung der Anfangsvergütung nach § 49 Abs. 2 EEG.....	361
Tabelle 83: Sensitivitätsanalyse Basisdatensatz.....	364
Tabelle 84: Sensitivitätsanalyse CO ₂ -Marktstabilitätsreserve.....	364
Tabelle 85: Sensitivitätsanalyse Rohstoffpreise Minus 50%	365
Tabelle 86: Sensitivitätsanalyse Rohstoffpreise Plus 50%.....	365
Tabelle 87: Sensitivitätsanalyse Kosten Erneuerbarer Energie Anlagen Minus 20%. 366	
Tabelle 88: Ergebnisübersicht Kosten Erneuerbarer Energie Anlagen Plus 20%.....	366
Tabelle 89: Sensitivitätsanalyse Flexibilitätsoptionen	367
Tabelle 90: Sensitivitätsanalyse Zunahme Elektromobilität	367
Tabelle 91: Sensitivitätsanalyse Nachfragereduktion	368
Tabelle 92: Aussagen zur Braunkohle durch die für Energiepolitik zuständigen Landesminister	369
Tabelle 93: Positionen und Argumente der Parteien CDU/CSU zum Klimabeitrag...	370
Tabelle 94: Positionen und Argumente der Partei FDP zum Klimabeitrag	370
Tabelle 95: Positionen und Argumente der Partei Die Grünen zum Klimabeitrag	371
Tabelle 96: Positionen und Argumente der Partei Die Linke zum Klimabeitrag.....	371
Tabelle 97: Positionen und Argumente der Partei SPD zum Klimabeitrag	372
Tabelle 98: Positionen und Argumente des Unternehmens Lichtblick zum Klimabeitrag	372
Tabelle 99: Positionen und Argumente des Unternehmens RWE zum Klimabeitrag. 373	
Tabelle 100: Positionen und Argumente mehrerer Stadtwerke zum Klimabeitrag	373
Tabelle 101: Positionen und Argumente der Gewerkschaft IG BCE zum Klimabeitrag	374
Tabelle 102: Positionen und Argumente der Gewerkschaft IG Metall zum Klimabeitrag	374
Tabelle 103: Positionen und Argumente der Gewerkschaft ver.di zum Klimabeitrag 375	
Tabelle 104: Positionen und Argumente des Industrieverbands BDI zum Klimabeitrag	375

Tabelle 105: Positionen und Argumente des Industrieverbands BEE zum Klimabeitrag	376
Tabelle 106: Positionen und Argumente des Industrieverbands DEBRIV zum Klimabeitrag	376
Tabelle 107: Positionen und Argumente des Industrieverbands VIK zum Klimabeitrag	377
Tabelle 108: Positionen und Argumente des Umweltverbands BUND zum Klimabeitrag	377
Tabelle 109: Positionen und Argumente des Umweltverbands DUH zum Klimabeitrag	378
Tabelle 110: Positionen und Argumente des Umweltverbands Greenpeace zum Klimabeitrag	378
Tabelle 111: Positionen und Argumente des Umweltverbands NABU zum Klimabeitrag	379
Tabelle 112: Positionen und Argumente des Umweltverbands WWF zum Klimabeitrag	379
Tabelle 113: Positionen und Argumente des Forschungsinstituts CESifo zum Klimabeitrag	380
Tabelle 114: Positionen und Argumente des Forschungsinstituts DIW zum Klimabeitrag	380
Tabelle 115: Positionen und Argumente des Forschungsinstituts FÖS und weiterer Wissenschaftler zum Klimabeitrag	381

ANHANG

A.1 Übersicht über die Akzeptanzfaktoren und deren Kategorisierung

Tabelle 74: Kategorisierung der Akzeptanzfaktoren mit Bezug zum energiepolitischen Ziel: Wirtschaftlichkeit

	Akzeptanzfaktor	Beschreibung	Skalenkategorie		
			Nicht berücksichtigt	Teilweise berücksichtigt	Umfangreich berücksichtigt
Wirtschaftlichkeit	Beschäftigung	Auswirkung auf Arbeitsplätze	Nicht berücksichtigt	Qualitative Beschreibung bzw. nur quantitativ für einzelne Sektoren	Umfangreiche quantitative Erfassung von Nettobeschäftigungseffekten
	Gesamtwohlfahrt	Auswirkung auf das Bruttoinlandsprodukt	Nicht berücksichtigt	Qualitative Beschreibung der Einflüsse	Quantitative Erfassung der Auswirkung auf das Bruttoinlandsprodukt
	Kosten und Preise	Auswirkung auf die Kosten eines Systems und die Preise für Endkunden	Nicht berücksichtigt	Berücksichtigung der Gesamtkosten bzw. der Großhandelspreise	Darstellung der Kosten für Haushaltskunden
	Verteilungsgerichtigkeit	Auswirkung auf die Verteilung von ökonomischen Renten zwischen Sektoren und Bevölkerungsgruppen	Nicht berücksichtigt	Qualitative Beschreibung einzelner Auswirkungen	Quantitative Erfassung der Auswirkungen auf einzelne Sektoren bzw. Gruppen

Tabelle 75: Kategorisierung der Akzeptanzfaktoren mit Bezug zum energiepolitischen Ziel: Versorgungssicherheit

	Akzeptanzfaktor	Beschreibung	Skalenkategorie		
			Nicht berücksichtigt	Teilweise berücksichtigt	Umfangreich berücksichtigt
Versorgungssicherheit	Geopolitische Risiken	Auswirkung auf die Versorgungssicherheit durch die Abhängigkeit von Rohstoffimporten	Nicht berücksichtigt	Allgemeine Beschreibung des Potenzials bzw. quantitative Erfassung der Rohstoffimporten	Umfangreiche Erfassung und Darstellung der Risiken der Importe aus einzelnen Ländern
	Inländische Erzeugung	Auswirkung auf die kurzfristige Versorgungssicherheit durch die Kraftwerkskapazitäten	Nicht berücksichtigt	Berücksichtigung auf der Grundlage von Heuristiken, z. B. bzgl. Maximallast	Vollständige Erfassung über eine Gesamjahresbetrachtung bzw. Musterfälle
	Rohstoffverfügbarkeit	Auswirkung auf die langfristige Versorgungssicherheit durch Endlichkeit von Rohstoffen	Nicht berücksichtigt	Qualitative Beschreibung bzw. Rohstoffimporte	Quantitative Abschätzung der Verfügbarkeit einzelner Rohstoffe
	Stabile Netzversorgung	Auswirkung auf die kurzfristige Versorgungssicherheit durch die Netzkapazität	Nicht berücksichtigt	Heuristik bzw. Berücksichtigung einzelner Netzebenen	Umfangreiche Netzberechnungen auf allen Ebenen

Tabelle 76: Kategorisierung der Akzeptanzfaktoren mit Bezug zum energiepolitischen Ziel: Umweltverträglichkeit

	Akzeptanzfaktor	Beschreibung	Skalenkategorie		
			Nicht berücksichtigt	Teilweise berücksichtigt	Umfangreich berücksichtigt
Umweltverträglichkeit	Global wirkende Emissionen	Auswirkung auf global wirkende Treibhausgase	Nicht berücksichtigt	Nur qualitative Beschreibung bzw. nur für Kohlendioxid-emissionen	Vollständige Erfassung einzelner Treibhausgase bzw. über Kohlendioxid-äquivalente
	Landverbrauch	Auswirkung auf den Flächenverbrauch von Energieanlagen	Nicht berücksichtigt	Qualitative Größe bzw. nicht vollständige Erfassung	Vollständige Erfassung für alle Energieträger
	Lokale wirkende Emissionen	Auswirkung auf lokal wirkende Emissionen, wie Stickoxide, Schwefeldioxid oder Rußpartikel	Nicht berücksichtigt	Qualitative Bewertung bzw. quantitativ nur für einzelne Emissionsarten	Quantitative Erfassung von verschiedenen lokalen Emissionen
	Risikopotenzial	Auswirkung auf das wahrgenommene Risikopotenzial von einzelnen Technologien	Nicht berücksichtigt	Qualitatives Element bei Szenarienwahl oder Bewertung	Quantitative Erfassung von Risiken bzw. deren Wahrnehmung

A.2 Frageelemente der beiden Telefonbefragungen

Hinweise:

- (1) Die dargestellten Frageelemente stellen jeweils nur einen Auszug aus den Fragebögen dar.
- (2) Die Antworten „keine Angabe“ und „Abbruch“ werden als Fehlwerte interpretiert und nicht ausgewiesen.
- (3) Die nachfolgenden Auswertungen sind mittels faktorieller Gewichtung an die amtliche Statistik für Deutschland angeglichen.

1. Befragung

Feldzeit: Oktober/November 2013, n=1.006 Befragte

1. Bedeutung der Akzeptanzfaktoren

Ich lese Ihnen nun einige Eigenschaften der Energieversorgung vor. Bitte sagen Sie mir jeweils mit den Zahlen von 1 bis 6, für wie wichtig Sie die jeweilige Eigenschaft halten. Eine 1 bedeutet, sie ist Ihnen im Hinblick auf die Energieversorgung „gar nicht wichtig“ und eine 6, sie ist Ihnen „sehr wichtig“.

Zufallsauswahl der Hälfte der Items, rotiert abgefragt

1.1 Wirtschaftlichkeit – Beschäftigung

Für wie wichtig halten Sie eine Energieversorgung, die zu hoher Beschäftigung in Deutschland führt?

Basis: Alle Befragten (n=487), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nichtwichtig	3%
2	5%
3	15%
4	24%
5	25%
6 – Sehr wichtig	28%

1.2 Wirtschaftlichkeit – Kosten für die Verbraucher

Für wie wichtig halten Sie niedrige Energiepreise für Privathaushalte?

Basis: Alle Befragten (n=498), ohne „keine Angabe“, Zufallsauswahl von je 8 Items abgefragt

Antwort	
1 – Gar nicht wichtig	2%
2	2%
3	6%
4	11%
5	24%
6 – Sehr wichtig	55%

1.3 Wirtschaftlichkeit – Kosten für die Wirtschaft

Für wie wichtig halten Sie niedrige Energiepreise für die Wirtschaft?

Basis: Alle Befragten (n=510), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nicht wichtig	8%
2	11%
3	22%
4	20%
5	14%
6 – Sehr wichtig	25%

1.4 Wirtschaftlichkeit – Verteilungsgerechtigkeit

Für wie wichtig halten Sie dass nicht einzelne Unternehmen durch die Energiepolitik bevorzugt werden?

Basis: Alle Befragten (n=474), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nicht wichtig	5%
2	6%
3	9%
4	11%
5	19%
6 – Sehr wichtig	50%

1.5 Versorgungssicherheit – Inländische Erzeugung

Für wie wichtig halten Sie die Unabhängigkeit von Stromimporten zu jedem Zeitpunkt?

Basis: Alle Befragten (n=466), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nicht wichtig	2%
2	6%
3	12%
4	17%
5	24%
6 – Sehr wichtig	39%

1.6 Versorgungssicherheit – Geopolitische Risiken

Für wie wichtig halten Sie die Abhängigkeit von einigen wenigen Rohstofflieferanten vermeiden?

Basis: Alle Befragten (n=478), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nichtwichtig	2%
2	2%
3	10%
4	18%
5	29%
6 – Sehr wichtig	39%

1.7 Versorgungssicherheit – Rohstoffverfügbarkeit

Für wie wichtig halten Sie eine Energieversorgung die die Nutzung von endlichen Rohstoffen vermeidet?

Basis: Alle Befragten (n=450), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nicht wichtig	1%
2	4%
3	9%
4	11%
5	28%
6 – Sehr wichtig	47%

1.8 Versorgungssicherheit – Stabile Netzversorgung

Für wie wichtig halten Sie stabile Energienetze, die eine Versorgung ohne Stromausfälle garantieren?

Basis: Alle Befragten (n=519), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nicht wichtig	1%
2	2%
3	6%
4	11%
5	25%
6 – Sehr wichtig	55%

1.9 Umweltverträglich – Flächennutzung

Für wie wichtig halten Sie die Nutzung von nur wenigen Flächen durch die Energieinfrastruktur?

Basis: Alle Befragten (n=454), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nichtwichtig	5%
2	5%
3	24%
4	29%
5	19%
6 – Sehr wichtig	18%

1.10 Umweltverträglich – Global wirkende Emissionen

Für wie wichtig halten Sie eine geringe Belastung des weltweiten Klimas durch die Energieversorgung?

Basis: Alle Befragten (n=485), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nicht wichtig	2%
2	1%
3	5%
4	14%
5	22%
6 – Sehr wichtig	56%

1.11 Umweltverträglich – Lokal wirkende Emissionen

Für wie wichtig halten Sie einen geringen Schadstoffausstoß in die Umgebung?

Basis: Alle Befragten (n=487), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nicht wichtig	2%
2	1%
3	5%
4	8%
5	22%
6 – Sehr wichtig	63%

1.12 Umweltverträglich – Risikopotenzial

Für wie wichtig halten Sie die Nutzung von Technologien mit nur geringem Gefahrenpotenzial?

Basis: Alle Befragten (n=518), ohne „keine Angabe“

Antwort	
1 – Gar nichtwichtig	1%
2	3%
3	9%
4	13%
5	24%
6 – Sehr wichtig	50%

2. Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks

Was ist Ihrer Meinung nach die wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung? Dass sie klimafreundlich, dass sie preiswert oder dass sie zuverlässig ist?

Basis: Alle Befragten (n=988), ohne „keine Angabe“

Antwort	
Klimafreundlich	43%
Preiswert	22%
Zuverlässig	32%
Weiß nicht/ knb	3%

2. Befragung

Feldzeit: Februar/März 2014, n=1.012 Befragte

3. Bewertung des energiepolitischen Zieldreiecks

Bei der Energieversorgung sind ja viele Dinge wichtig. Aber, wenn Sie sich entscheiden müssten: Was ist Ihrer Meinung nach die wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung? Dass sie klimafreundlich, dass sie preiswert oder dass sie zuverlässig ist?

Basis: Alle Befragten (n=1.009), ohne „Keine Angabe“

Antwort	
Klimafreundlich	33%
Preiswert	24%
Zuverlässig	42%
Weiß nicht/knb	1%

4. Bewertung der Akzeptanzfaktoren

4.1 Qualitative Bewertung – Treibhausgase

Der Ausstoß von Treibhausgasen wie z. B. Kohlendioxid konnte in der deutschen Energieversorgung im Vergleich zu 1990 um rund 17 Prozent gesenkt werden. Auch wenn das höhere Kosten für die Stromverbraucher verursacht: Sollte der Treibhausgasausstoß Ihrer Meinung nach in Zukunft stark, etwas, nur wenig oder nicht weiter gesenkt werden?

Basis: Alle Befragten (n=1.002), ohne „keine Angabe“

Antwort	
Stark senken	58%
Etwas senken	32%
Nur wenig senken	7%
Nicht weiter senken	1%
Weiß nicht	2%

4.2 Qualitative Bewertung – Stickoxide

Stickoxide konnten in der Energiewirtschaft im Vergleich zu 1990 um 47 Prozent gesenkt werden. Auch wenn das höhere Kosten für die Stromverbraucher verursacht: Sollte der Ausstoß von Schadstoffen, wie Stickoxiden Ihrer Meinung nach in Zukunft stark, etwas, nur wenig oder nicht weiter gesenkt werden?

Basis: Alle Befragten (n=1.004), ohne „keine Angabe“

Antwort	
<i>Stark senken</i>	55%
<i>Etwas senken</i>	35%
<i>Nur wenig senken</i>	7%
<i>Nicht weiter senken</i>	1%
<i>Weiß nicht</i>	2%

4.3 Qualitative Bewertung – Erneuerbare Energien

Derzeit haben erneuerbare Energien einen Anteil von rund 22% an der Stromproduktion in Deutschland. Auch wenn das höhere Kosten für die Stromverbraucher verursacht: Sollten erneuerbare Energien Ihrer Meinung nach in Zukunft stark, etwas, nur wenig oder nicht weiter ausgebaut werden?

Basis: Alle Befragten (n=1.006), ohne „keine Angabe“

Antwort	
<i>Stark ausbauen</i>	54%
<i>Etwas ausbauen</i>	32%
<i>Nur wenig ausbauen</i>	9%
<i>Nicht weiter ausbauen</i>	4%
<i>Weiß nicht</i>	1%

4.4 Qualitative Bewertung – Weitere Nutzung Kernenergie

Die Kernenergie gilt als kostengünstig, birgt aber auch Risiken. Wenn Sie Kosten und Risiken abwägen, sind Sie dann eher für eine weitere Nutzung der Kernenergie in Deutschland, oder eher dagegen?

Basis: Alle Befragten (n=1.002), ohne „keine Angabe“

Antwort	
Dafür	23%
Dagegen	75%
Weiß nicht	2%

4.5 Qualitative Bewertung – Weitere Nutzung Braunkohle

Mit Braunkohle lässt sich kostengünstig Strom produzieren. Andererseits werden dabei relativ große Mengen des Treibhausgases Kohlendioxid ausgestoßen. Wenn Sie Kosten und Umweltbelastung abwägen, sind Sie dann eher für die weitere Nutzung der Braunkohle zur Energiegewinnung oder eher dagegen?

Basis: Alle Befragten (n=995), ohne „keine Angabe“

Antwort	
Dafür	17%
Dagegen	80%
Weiß nicht	3%

5. Zahlungsbereitschaft

Zusätzliche Zahlungsbereitschaft

Einschub, falls Befragte vorab Stromkosten nicht nennen konnten (Frageelement 6.2), allerdings die Anzahl der Haushaltsmitglieder angegeben haben:

Sie sagten vorhin, dass [z. B. 4 Personen] in Ihrem Haushalt leben. Ein durchschnittlicher X [z. B. 4 Personen] Haushalt zahlt im Monat Y [z. B. 114 Euro] für Strom.

Eben haben Sie gesagt, dass der Ausstoß von Treibhausgasen [Frageelement 4.1 z. B. stark sinken] soll und der Ausstoß von regional wirkenden Schadstoffen [Frageelement 4.2 z. B. etwas sinken] soll. Zudem sollten Ihrer Meinung nach erneuerbare Energien [Frageelement 4.3 z. B. nicht ausgebaut] werden, Kernenergie [Frageelement 4.4 z. B. weiter eingesetzt] und Braunkohle [Frageelement 4.5 z. B. nicht weiter genutzt] werden. Ausgehend von den monatlichen Y Euro.:

Wieviel wären Sie bereit, insgesamt monatlich für Strom zu zahlen, wenn es zu den von Ihnen gewünschten Änderungen kommt?

Basis: Nur Befragte welche die Fragen „Qualitative Bewertung“ sowie die Frage „Eigene Stromkosten“ oder zu Anzahl der Haushaltsmitgliedern beantwortet haben (n=899).

Mittelwert der Antworten in Euro

115

6. Zusätzliche relevante Angaben

6.1 Einstellung zum Klimawandel

Unter Wissenschaftlern ist es umstritten, ob es einen dauerhaften Klimawandel gibt. Gibt es Ihrer Meinung nach einen dauerhaften Klimawandel oder gibt es diesen nicht?

Basis: Alle Befragten (n=1.008), ohne „keine Angabe“

Antwort	
---------	--

Ja, gibt es	74%
-------------	-----

Nein, gibt es nicht	24%
---------------------	-----

Weiß nicht/knb	2%
----------------	----

6.2 Eigene Stromkosten

Nun eine Frage zu Ihren Stromkosten: Können Sie mir sagen, wie viel Sie in Ihrem Haushalt monatlich ungefähr für Strom ausgeben?

Basis: Alle Befragten (n=748), ohne „keine Angabe“, ohne „weiß nicht/knb“

Mittelwert der Antworten in Euro
100

Antworten	
<i>Gültige Angaben</i>	75%
<i>Weiß nicht/knb</i>	25%

6.3 Weitere Nutzung Erdgas

Die Stromproduktion mit Erdgas verursacht nur einen vergleichsweise geringen Ausstoß des Treibhausgases Kohlendioxid, allerdings muss ein Großteil des deutschen Erdgasbedarfs importiert werden. Wenn Sie Umwelteffekt und Importabhängigkeit abwägen, sind Sie dann eher für eine weitere Nutzung von Erdgas für die Stromerzeugung oder sind Sie eher dagegen?

Basis: Alle Befragten (n=1.012), ohne „keine Angabe“

Antwort	
<i>Eher dafür</i>	54%
<i>Eher dagegen</i>	42%
<i>Weiß nicht/knb</i>	4%

A.3 Erneuerbare Energien in den Regionalgruppen

Tabelle 77: Erneuerbare Energien in den Regionalgruppen

Regionalgruppe	EEG-Leistung [MW]¹	EEG- Strommenge [GWh]¹	EEG- Auszahlungen [Mio. €]¹	Einwohner²	Stromerzeugung/ Einwohner [kWh]³	Auszahlung/ Einwohner [€]³	Leistung/ Einwohner [kW]³
Baden-Württemberg	5.906	9.475	2.194	10.631.278	0,6	891	206
Bayern	12.229	19.385	4.756	12.604.244	1,0	1.538	377
Berlin/Brandenburg	7.738	11.997	1.358	5.871.022	1,3	2.043	231
Hessen	2.549	3.642	713	6.045.425	0,4	602	118
Mitteldeutschland	10.222	16.752	2.133	8.451.802	1,2	1.982	252
Nordost	8.362	16.004	2.065	6.158.802	1,4	2.599	335
Nordrhein-Westfalen	7.631	12.435	1.914	17.571.856	0,4	708	109
Nordwest	11.641	22.176	3.022	8.447.950	1,4	2.625	358
Südwest	4.015	5.755	868	4.985.084	0,8	1.154	174

¹ Quelle: BDEW (2014b).

² Quelle: Statistische Ämter des Bunds und der Länder (2014).

³ Eigene Berechnungen.

A.4 Programmcode von ELTRAMOD-INVEST

*ELTRAMOD-INVEST Electricity Transshipment and Investment Model

*Implementation in GAMS

*Based on ELTRAMOD edited by THERESA MUELLER & DAVID GUNKEL | CHAIR OF ENERGY ECONOMICS AT TU DRESDEN

*Extended by DANIEL KURT JOSEF SCHUBERT | CHAIR OF ENERGY ECONOMICS AT TU DRESDEN

*Please note: Code for target year 2020 without data input from EXCEL with GDX

I. Options for Listing File & Memory/Calculation Restrictions

OPTION LIMROW = 0, LIMCOL = 0, SOLPRINT = OFF, SOLVELINK = 0, RESLIM = 1E9 ;
Heaplimit=1E28;

II. Definition of Sets

```

set
t          Modelling hours      /t1*t8760/
y          Years                /2020/
ch_p       List of power plant characteristics
ch_c       List of country specific characteristics
p          List of power plants
f          List of fuels
c          List of countries
li         Line (connection between two countries)
tech       Technology

map_ptech(p,tech)    Dedicates plant to technology
map_pc(p,c)          Dedicates plant to country
map_pf(p,f)          Dedicates plant to fuel
map_ych_p(y,ch_p)    Dedicates year to capacity
map_ych_pext(y,ch_p) Dedicates year to capacity extension
;

alias (c, cc);

```

III. Definition of Scalars and Parameters

```

scalar
co_voll     Value of lost load [€ per MWhel]
co_deminc   Price for additional demand increase [€ per MWhel]
t_opt       Optimisation period
res_fact_load   Reserve factor with respect to maximum load
res_fact_fluct  Reserve factor with respect to power plants with fluctuating production
;

```

parameters

*=====Fuel prices=====

pr_f(t,f)	Fuel price factor for hourly distribution within one year [%]
pr_f_y(y,f)	Average fuel price in year y [€ per MWh] and CO2 price [€ per t]

*=====Prices/costs=====

co_f(p,t)	Cost for fuel (fuel price + mark up + transport costs) [€ per MWh]
co_co2(p,t)	Cost for CO2 (CO2-allowances * emission factor) [€ per MWh]
co_op(p,t)	Operational costs (fuel + CO2 + variable costs) [€ per MWh]
co_up(p,t)	Cost for ramping up (fuel related + depreciation) [€ per MWh]

*=====Load and reserve=====

char_c(c,ch_c)	Country specific characteristics
dem(t,c)	Load [MWel]
dem_y(y,c)	Load development [%]
dem_loss(t,c)	Load incl. losses [MWel]
dem_heat(t,c)	Heat demand or Must-run condition for CHP-plants [%]
dem_ecar(t,y)	Demand of e-mobility [MWel]

*=====Power plants=====

char_p(p,ch_p)	Characteristics of power plant
char_tech(tech,ch_p)	Characteristics of technology

*=====Renewable energies=====

av_RES(t,tech,c)	Hourly availability of renewable energies [%]
av_RES_y(t,tech,c)	Hourly availability of renewable energies in time step [%]
av_RES_absfact(y,tech)	Absolute scenario factor for availability
av_RES_relfact(y,tech)	Relative scenario factor for availability [%]
renew_target_y(y)	Target for renewables per year [%]
renew_target	Target for renewables in time step [%]

*=====NTC & load flows=====

li_c(li,c,cc)	Dedicates a line to the respective countries
li_ntc(t,li)	NTC value of a line [MWel]
li_ntc_ext(y,li)	Exogenous NTC extension of a line [MWel]
ntc(t,c,cc)	NTC between country A and country B [MWel]
transfee_y(y)	Transmission fee between two countries per year [€ per MWel]
transfee	Transmission fee between two countries in time step [€ per MWel]

*=====Annuity installments of investments=====

interest(p)	Interest rate for power plant [%]
economiclifetime(p)	Economic lifetime of power plant [years]
investment(p)	Investment for power plant installation [€ per MWel]
amort(p)	Annuity installments for power plant installation [€ per MWel per year]

*====Capacity timesteps=====

cap_yp(y,p)	Exogenous power plant capacity per y [MWel]
cap_p(p)	Exogenous power plant capacity in timestep [MWel]
cap_ext_yp(y,p)	Limit of power plant installation per y [MWel]
cap_ext_p(p)	Limit of power plant installation in timestep [MWel]
new_cap_y(y,p)	Endogenous capacity installation per year [MWel]
new_cap(p)	Endogenous capacity installation in time step [MWel]
max_load(c)	Maximum load in time step [MWel]

*==== Workforce factors for Germany=====

wf_fact_main_y(y,tech)	Workforce factor operation and maintenance [Staff per year]
wf_fact_prd_y(y,tech)	Workforce factor production of commodities [Staff per year]
wf_fact_const_y(y,tech)	Workforce factor construction and manufacturing [Staff per year]

*==== Assessment parameters=====

**Emissions and land use

country_co2prod(y,t,c)	Hourly emissions of average CO2 per country [t]
country_co2prod_y(y,c)	Yearly emissions of average CO2 per country [t]
country_co2(y,c)	Yearly emissions of CO2 per country [t]
country_co2e(y,c)	Yearly emissions of CO2 equivalents per country [t]
country_sox(y,c)	Yearly emissions of SO2 per country [kg]
country_soxe(y,c)	Yearly emissions of SO2 equivalents per country [kg]
country_nox(y,c)	Yearly emissions of NOX per country [kg]
country_sqm(y,c)	Yearly landuse per country [m ²]
german_co2(y)	Yearly emissions of CO2 in Germany [t]
german_co2e(y)	Yearly emissions of CO2 equivalents in Germany [t]
german_sox(y)	Yearly emissions of SO2 in Germany [kg]
german_soxe(y)	Yearly emissions of SO2 equivalents in Germany [kg]
german_nox(y)	Yearly emissions of NOX in Germany [kg]
german_sqm(y)	Yearly landuse in Germany [m ²]
german_co2_import(y)	Yearly emissions of CO2 of electricity imports [t]
german_co2_exports(y)	Yearly emissions of CO2 of electricity exports [t]
german_co2_trade(y)	Yearly emissions of CO2 in Germany considering trade balance [t]
german_co2dem(y)	Yearly emissions of average CO2 per demand [t/MWhel]
german_co2dem_trade(y)	Yearly emissions of average CO2 per demand after trade balance [t/MWhel]

**Costs and prices

country_marginalprices(y,c,t)	Marginal prices per country [€ per MWhel]
german_eex(y,t)	Marginal prices in Germany [€ per MWhel]
german_eex_avg(y)	Average marginal price in Germany [€ per MWhel]
renew_marketvalue(y)	Market value of renewable energies [€ per MWh]

**Capacities

country_tech_cap_chp(y,c,tech)	Capacity per technology with CHP technology per country [MWel]
country_tech_cap_nchp(y,c,tech)	Capacity per technology without CHP technology per country [MWel]
country_tech_cap(y,c,tech)	Total capacity per technology per country [MWel]
safety_factor(y,c)	Safety factor per country [%]

****Production**

country_tech(y,t,c,tech)	Production per technology per hour [MWhel]
country_tech_y(y,c,tech)	Production per technology per year [MWhel]
country_renew_prod(y,c)	Production of renewable energies per country [MWhel]
country_tech_flh(y,c, tech)	Utilization time of technology capacity [MWhel]

****Exchange**

country_trade(y,c,cc)	Country trade matrix [MWhel]
country_import(y,c)	Country electricity imports [MWhel]
country_export(y,c)	Country electricity exports [MWhel]
german_el_import(y,c)	Electricity imports in Germany [MWhel]
german_el_export(y,cc)	Electricity exports in Germany [MWhel]
german_el_import_cost(y)	Value of German electricity imports [€]
german_el_export_cost(y)	Value of German electricity exports [€]
german_el_import_cost_u(y)	Average value of German electricity imports [€ per MWhel]
german_el_export_cost_u(y)	Average value of German electricity exports [€ per MWhel]

****Commodity consumption**

country_res(y,t,c,f)	Hourly commodity consumption [MWhth]
german_res(y,t,f)	Hourly commodity consumption in Germany [MWhth]
german_res_y(y,f)	Commodity consumption in Germany [MWhth]
german_res_cost(y,f)	Cost of commodity consumption in Germany per fuel [€]
german_res_import_cost(y)	Total costs of commodity imports in Germany [€]

****Workforce**

wf_main_y(y,tech)	Workforce in operation and maintainance in Germany [Staff per year]
wf_prd_y(y,tech)	Workforce in production of commodities in Germany [Staff per year]
wf_const_y(y,tech)	Workforce in construction and manufacturing in Germany [Staff per year]
;	

*=====Calaculation of parameters=====

****Time parameters**

t_opt = card(t);

****Annuity installment**

interest(p) = char_p(p,'wacc');

economiclifetime(p) = char_p(p,'el');

investment(p) = char_p(p,'co_inv');

amort(p)=investment(p)*((1+interest(p))**economiclifetime(p))*(interest(p)/(((1+interest(p))
**economiclifetime(p))-1));

****Time Steps**

cap_yp(y,p)=sum(ch_p \$map_ych_p(y,ch_p), char_p(p,ch_p));

cap_ext_yp(y,p)=sum(ch_p \$map_ych_pext(y,ch_p), char_p(p,ch_p));

**Load new_cap from time step before

\$onUNDF

\$gdxin out2015.gdx

\$load new_cap

\$gdxin

\$offUNDF

IV. Definition of Variables

variables

TOTAL_COSTS Target variable: total costs [€];

positive variables

G_P(p,t) Dispatch of power plant [MWel]
 DEM_RED(c,t) Endogenous demand reduction [MWel]
 DEM_INC(c,t) Endogenous demand increase [MWel]
 PUMP(p,t) Pump dispatch of storage [MWel]
 SL(p,t) Storage level [MWhel]
 EXPORT(t,c,cc) Export from country c to cc [MWel]
 LC_UP(p,t) Load change up [MWel]
 LC_DOWN(p,t) Load change down [MWel]
 NEW_P_CAP(p) New power plant capacity [MWel]
 CURTAIL(p,t) Curtailment volume [MWel]
 RESERVE_VAR(c) Required reserve power [MWel]

;

V. Definition of Equations

equations

QTarget_function Total costs
 QEnergy_balance Energy balance per country
 QMaximum_Flh Maximum production of RoR plants
 QLoad_change_calculation Load change of power plants
 QMaxProd Maximum production of power plants
 QSL Maximum storage volume of plants
 QPUMP Maximum pumping of storage plants
 QS_level Storage level
 QNewCapacity Permanent capacity installation
 QCurtail Curtailment volume
 QCHP Must run of CHP plants
 QRenewTarget Target for renewable energies
 QReserve_Neg Negative reserve provision
 QReserve_Pos Positive reserve provision
 QReserve_Var Total required reserve power

;

```

*=====Target function=====
QTarget_function..
TOTAL_COSTS =E=
    sum((p,t),
        G_P(p,t)*co_op(p,t)
        +LC_UP(p,t)*(co_up(p,t)+sum(tech,map_ptech(p,tech)*char_tech(tech,'co_rcd'))
        +LC_DOWN(p,t)*sum(tech,map_ptech(p,tech)*char_tech(tech,'co_rcd'))
        +CURTAIL(p,t)*char_p(p,'tariff'))
        +sum((c,t),DEM_RED(c,t)*co_voll)
        +sum((c,t),DEM_INC(c,t)*co_deminc)
        +sum((p), amort(p)*NEW_P_CAP(p))/8760*t_opt
        +sum((p), (NEW_P_CAP(p)+char_p(p,'P_inst'))*char_p(p,'co_f))/8760*t_opt
        +sum((t,c,cc), EXPORT(t,c,cc))*transfee
;

*=====Energy balance=====
QEnergy_balance(t,c)..
sum(p$(map_pc(p,c)), G_P(p,t))+DEM_RED(c,t) =E=
    dem_loss(t,c)
    +sum(cc,EXPORT(t,c,cc))-sum(cc,EXPORT(t,cc,c))
    +DEM_INC(c,t)
    +sum(p$ map_pc(p,c),PUMP(p,t))
;

*=====Curtailment=====
QCurtail(p,t)$char_p(p,'fluct')..
CURTAIL(p,t) =E=
    sum(tech $ map_ptech(p,tech), sum(c $map_pc(p,c),
        (cap_p(p)+NEW_P_CAP(p))*av_RES_y(t,tech,c)*char_p(p,'avail')))-G_P(p,t)
;

*=====Technical constraints power plants=====
QMaximum_Flh(p)$map_ptech(p,'reservoir')..
sum(t,G_P(p,t)) =L=
    char_p(p,'P_inst')* char_p(p,'Flh_Max')*(t_opt/8760)
;

QLoad_change_calculation(t,p)..
LC_UP(p,t)- LC_DOWN(p,t) =E=
    G_P(p,t+1)-G_P(p,t)
;

*=====Restriction of production according to capacity=====
QMaxProd(p,t)$not char_p(p,'fluct')..
G_P(p,t) =L=
    (cap_p(p)+NEW_P_CAP(p))*char_p(p,'avail')
;

```

```

=====Storages=====
QS_level(p,t)$char_p(p,'storage')..
  SL(p,t)=E=
    SL(p,t-1)-G_P(p,t)+PUMP(p,t)*char_p(p,'eta_p')
;

QSL(p,t)$char_p(p,'storage')..
  SL(p,t)=L=
    char_p(p,'p_stor')+sum(tech,char_tech(tech,'p_stor')$map_ptech(p,tech))*NEW_P_CAP(p)
;

QPUMP(p,t)$char_p(p,'storage')..
  PUMP(p,t)=L=char_p(p,'P_char')+sum(tech,char_tech(tech,'p_char')$map_ptech(p,tech))*NEW_P_CAP(p)
;

SL.fx(p,t)$ (not char_p(p,'storage'))=0;
PUMP.fx(p,t)$ (not char_p(p,'storage')) = 0;

=====CHP=====
QCHP(p,t)$char_p(p,'chp')..
G_P(p,t) =G=
  sum(c $map_pc(p,c), dem_heat(t,c)*(cap_p(p)+NEW_P_CAP(p))/char_p(p,'p2h_coeff'))
;

=====Renewables Target=====
QRenewTarget..
sum((t,p) $(map_pc(p,'DE') AND char_p(p,'res')), G_P(p,t)) =G=
  sum(t, dem_loss(t,'DE'))*renew_target
;

=====Reserve=====
QReserve Var(c)..
RESERVE_VAR(c) =E=
  res_fact_load*max_load("DE")+res_fact_fluct*sum(p $(map_pc(p,c) AND char_p(p,'fluct')),
    (cap_p(p)+NEW_P_CAP(p))*char_p(p,'avail'))
;

QReserve_Neg(t,"DE")..
sum(p $(map_pc(p,"DE") AND NOT char_p(p,'chp') AND char_p(p,'neg_ter')), G_P(p,t)) +sum(p
  $(map_pc(p,"DE") AND char_p(p,'chp') AND char_p(p,'neg_ter')), G_P(p,t)-
  dem_heat(t,"DE"))*(cap_p(p)+NEW_P_CAP(p))/char_p(p,'p2h_coeff'))+sum(p $(char_p(p,'storage') AND
  map_pc(p,"DE")),
  char_p(p,'P_char')+sum(tech,char_tech(tech,'p_char')$map_ptech(p,tech))*NEW_P_CAP(p)-PUMP(p,t)) =G=
  RESERVE_VAR("DE")
;

```

```

QReserve_Pos(t,"DE")..
sum(p $(map_pc(p,"DE") AND char_p(p,'pos_ter')), (cap_p(p)+NEW_P_CAP(p))*char_p(p,'avail')-G_P(p,t))
=G=
RESERVE_VAR("DE")
;

```

VI. Definition of Model

```

model ELTRAMOD /
    QTarget_function,
    QEnergy_balance,
    QMaximum_Flh,
    QLoad_change_calculation,
    QS_level,
    QMaxProd,
    QSL,
    QPUMP,
    QCurtail,
    QCHP,
    QRenewTarget
    QReserve_Var
    QReserve_Neg
    QReserve_Pos
/;

```

VII. Time Steps Settings (within loop)

```

**START LOOP
loop(y,

*=====Capacities=====
cap_p(p)=cap_yp(y,p);
cap_ext_p(p)=cap_ext_yp(y,p);
renew_target=renew_target_y(y);
av_RES_y(t,tech,c)=av_RES(t,tech,c)*(1+av_RES_relfact(y,tech)*char_c(c,'renew_y'))+(av_RES_absfact(y,tech)
    *char_c(c,'renew_y'));
NEW_P_CAP.up(p)=cap_ext_p(p)+new_cap(p);
NEW_P_CAP.lo(p)=new_cap(p);

*=====Demand=====
dem_loss(t,c)=dem(t,c)*dem_y(y,c)*(1+char_c(c,'loss'))+dem_ecar(t,y);
dem_loss(t,"DE")=dem_loss(t,"DE")+dem_ecar(t,y);
max_load(c)=smax(t, dem_loss(t,c));

*=====NTC=====
ntc(t,c,cc)=sum(li,((li_ntc(t,li)+li_ntc_ext(y,li))*li_c(li,c,cc)));
EXPORT.up(t,c,cc)=ntc(t,c,cc);
transfee=transfee_y(y);

```

```

*=====Cost and prices=====
co_f(p,t)=sum(f,(pr_f(t,f)*pr_f_y(y,f))$map_pf(p,f))+char_p(p,'co_mu')+char_p(p,'co_tr');
co_co2(p,t)=pr_f(t,'CO2')*pr_f_y(y,'co2')*char_p(p,'co2');
co_op(p,t)=char_p(p,'co_v')+((co_f(p,t)+co_co2(p,t))/(char_p(p,'eta_p')*sum(c,
    char_c(c,'c_eff_fact')$map_pc(p,c))));
co_up(p,t)=sum(tech,(co_f(p,t)+co_co2(p,t))$map_ptech(p,tech)*char_tech(tech,'co_rf'));

*****
VIII. Solve Statement (within loop)

option lp=CPLEX;
ELTRAMOD.dictfile=0;
ELTRAMOD.optfile=1;

solve ELTRAMOD using lp minimizing TOTAL_COSTS;

*****
IX. Assessment and Output (within loop)

*=====Capacities for next time step=====
new_cap_y(y,p)=NEW_P_CAP.l(p);
new_cap(p)=new_cap_y(y,p);

*=====Emissions and land use=====
country_co2prod(y,t,c)=sum(p$(map_pc(p,c)),
    (G_P.l(p,t)/char_p(p,'eta_p')*char_p(p,'co2'))/(sum(p$(map_pc(p,c)), G_P.l(p,t)+0.0000001)));
country_co2prod_y(y,c)=sum((p,t)$ (map_pc(p,c)),
    (G_P.l(p,t)/char_p(p,'eta_p')*char_p(p,'co2'))/sum((p,t)$ (map_pc(p,c)), G_P.l(p,t)));
country_co2(y,c)=sum(t, sum(p$(map_pc(p,c)), G_P.l(p,t)/char_p(p,'eta_p')*char_p(p,'co2')));
german_co2(y)=country_co2(y,"DE");
country_co2e(y,c)=sum(t, sum(p$(map_pc(p,c)), G_P.l(p,t)/char_p(p,'eta_p')*char_p(p,'co2e')));
german_co2e(y)=country_co2e(y,"DE");
country_sox(y,c)=sum(t, sum(p$(map_pc(p,c)), G_P.l(p,t)/char_p(p,'eta_p')*char_p(p,'sox')));
german_sox(y)=country_sox(y,"DE");
country_soxe(y,c)=sum(t, sum(p$(map_pc(p,c)), G_P.l(p,t)/char_p(p,'eta_p')*char_p(p,'soxe')));
german_soxe(y)=country_soxe(y,"DE");
country_nox(y,c)=sum(t, sum(p$(map_pc(p,c)), G_P.l(p,t)/char_p(p,'eta_p')*char_p(p,'nox')));
german_nox(y)=country_nox(y,"DE");
country_sqm(y,c)=sum(p$(map_pc(p,c)), (cap_p(p)+new_cap(p))*char_p(p,'sqm'));
german_sqm(y)=country_sqm(y,"DE");
german_co2_import(y)= sum((t,cc),EXPORT.l(t,cc,"DE")*country_co2prod(y,t,cc));
german_co2_exports(y)= sum((t,cc),EXPORT.l(t,"DE",cc)*country_co2prod(y,t,"DE"));
german_co2_trade(y)=country_co2(y,"DE")+german_co2_import(y)-german_co2_exports(y);
german_co2dem(y)=german_co2(y)/sum(t, dem_loss(t,"DE"));
german_co2dem_trade(y)=german_co2_trade(y)/sum(t, dem_loss(t,"DE"));

*=====Costs and prices=====
country_marginalprices(y,c,t)=QEnergy_balance.m(t,c);
german_eex(y,t)=country_marginalprices(y,"DE",t);
german_eex_avg(y)=sum(t, german_eex(y,t))/t_opt;
*=====Capacities=====

```

```

country_tech_cap_chp(y,c,tech)=sum(p$(map_pc(p,c) and map_ptech(p,tech) and char_p(p,'chp')), cap_p(p));
country_tech_cap_nchp(y,c,tech)=sum(p$(map_pc(p,c) and map_ptech(p,tech) and not char_p(p,'chp')),
    cap_p(p));
country_tech_cap(y,c,tech)=sum(p$(map_pc(p,c) and map_ptech(p,tech)), cap_p(p)+new_cap(p));
safety_factor(y,c)=sum(p$(map_pc(p,c) and not char_p(p,'fluct')), cap_p(p)+new_cap(p))/smax(t, dem_loss(t,c));

*=====Production=====
country_tech_y(y,t,c,tech)=sum(p$(map_pc(p,c) and map_ptech(p,tech)), G_P.l(p,t));
country_tech_y(y,c,tech)=sum(t, country_tech_y(y,t,c,tech));
country_renew_prod(y,c)=sum(t, sum(p$(map_pc(p,c) and char_p(p,'res')), G_P.l(p,t)))/sum(t, dem_loss(t,c));
country_tech_flh(y,c,tech)$country_tech_cap(y,c,tech)=(country_tech_y(y,c,tech)/country_tech_cap(y,c,tech))*87
    60/t_opt;

*=====Exchange=====
country_trade(y,c,cc)=sum(t, EXPORT.l(t,c,cc));
country_import(y,c)=sum((t,cc),EXPORT.l(t,cc,c));
country_export(y,c)=sum((t,cc),EXPORT.l(t,c,cc));
german_el_import(y,c)=country_trade(y,c,"DE");
german_el_export(y,cc)=country_trade(y,"DE",cc);
german_el_import_cost(y)=sum((t,cc),EXPORT.l(t,cc,"DE")*country_marginalprices(y,"DE",t));
german_el_export_cost(y)=sum((t,cc),EXPORT.l(t,"DE",cc)*country_marginalprices(y,"DE",t));
german_el_import_cost_u(y)=sum((t,cc),EXPORT.l(t,cc,"DE")*country_marginalprices(y,"DE",t))/sum((t,cc),EX
    PORT.l(t,cc,"DE"));
german_el_export_cost_u(y)=sum((t,cc),EXPORT.l(t,"DE",cc)*country_marginalprices(y,"DE",t))/sum((t,cc),EX
    PORT.l(t,"DE",cc));

*=====Commodity consumption=====
country_res(y,t,c,f)=sum(p$(map_pc(p,c) AND map_pf(p,f)), G_P.l(p,t)/char_p(p,'eta_p'));
german_res(y,t,f)=country_res(y,t,"DE",f);
german_res_y(y,f)=sum(t, country_res(y,t,"DE",f));
german_res_cost(y,f)=sum(t, country_res(y,t,"DE",f)*pr_f(t,f)*pr_f_y(y,f));
german_res_import_cost(y)=german_res_cost(y,"Coal")+german_res_cost(y,"Gas")+german_res_cost(y,"Oil")+ge
    rman_res_cost(y,"Uranium");

*=====Workforce=====
wf_prd_y(y,tech)=wf_fact_prd_y(y,tech)*sum((p,t)$ (map_pc(p,"DE") AND map_ptech(p,tech)),
    G_P.l(p,t)/char_p(p,'eta_p'))/1000/1000;
wf_main_y(y,tech)=wf_fact_main_y(y,tech)*country_tech_cap(y,"DE",tech);
wf_const_y(y,tech)=wf_fact_const_y(y,tech)*sum(p$(map_pc(p,"DE") and map_ptech(p,tech)), new_cap(p));

**END LOOP:
);

*****
X. Unload Files and Stop Model
EXECUTE_UNLOAD "out2020.gdx";
$stop

```


A.5 NTC-Werte

Tabelle 78: Entwicklung der NTC-Werte bis 2030

Von	Nach	2012	2015	2020	2025	2030
		[MW _a]				
AT	CH	427	427	427	1.427	1.427
AT	CZ	842	842	842	842	842
AT	DE	13.000	13.000	13.000	13.000	13.000
BE	DE	0	0	1.000	1.000	2.000
BE	FR	1.649	1.649	1.649	2.599	3.999
BE	NL	1.327	1.327	2.577	2.577	2.577
BE	LU	0	0	700	700	700
CH	AT	1.143	1.143	1.143	2.143	2.143
CH	DE	4.000	4.000	4.000	5.400	5.400
CH	FR	1.101	1.101	1.301	2.801	2.801
CZ	AT	776	776	776	776	776
CZ	DE	1.300	1.300	1.550	1.550	1.800
CZ	PL	600	600	600	600	600
DE	AT	13.000	13.000	13.000	13.000	13.000
DE	BE	0	0	1.000	1.000	2.000
DE	CH	896	896	896	4.296	4.296
DE	CZ	600	600	850	850	1.100
DE	DK	1.495	1.495	2.895	3.395	3.995
DE	FR	2.607	2.607	2.607	2.607	4.107
DE	LU	980	980	980	980	980
DE	NL	2.279	2.279	3.679	3.679	3.679
DE	PL	26	26	276	1.026	1.026
DE	SE	377	377	377	377	977
DK	DE	1.355	1.355	2.475	2.975	3.575
DK	SE	2.105	2.105	2.105	2.105	2.105
FR	BE	2.906	2.906	2.906	3.856	5.256
FR	CH	3.114	3.114	3.614	4.614	4.614
FR	DE	1.800	1.800	1.800	1.800	3.300
LU	BE	0	0	700	700	700
LU	DE	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
NL	BE	1.340	1.340	2.590	2.590	2.590
NL	DE	2.317	2.317	3.717	3.717	3.717
PL	CZ	588	588	588	588	588
PL	DE	1.317	1.317	2.067	2.317	2.317
PL	SE	110	110	110	110	110
SE	DE	457	457	457	457	1.057
SE	DK	1.870	1.870	1.870	1.870	1.870
SE	PL	394	394	394	394	394

A.6 Emissionsfaktoren

Tabelle 79: Entwicklung der Emissionsfaktoren bis 2030

Jahr	Technologie	CO ₂	CO ₂ -Äquivalent	SO ₂	SO _x -Äquivalent	NO _x
		[t/MWh _{th}]		[kg/MWh _{th}]		
2012	Biomasse	0,000	0,002	0,089	0,253	0,236
	Braunkohle	0,415	0,419	0,209	0,417	0,290
	Erdgas-DT	0,201	0,202	0,001	0,142	0,201
	Erdgas-GT	0,201	0,204	0,001	1,053	1,511
	Erdgas-GuD	0,201	0,204	0,001	0,212	0,302
	Erdöl-DT	0,286	0,289	0,178	0,317	0,200
	Erdöl-GT	0,268	0,271	0,279	1,358	1,550
	Steinkohle	0,338	0,344	0,221	0,354	0,173
2015	Biomasse	0,000	0,002	0,089	0,253	0,236
	Braunkohle	0,415	0,419	0,160	0,268	0,151
	Erdgas-DT	0,201	0,202	0,001	0,142	0,201
	Erdgas-GT	0,204	0,206	0,002	0,192	0,272
	Erdgas-GuD	0,201	0,204	0,001	0,159	0,226
	Erdöl-DT	0,286	0,289	0,178	0,291	0,156
	Erdöl-GT	0,268	0,269	0,184	0,452	0,384
	Steinkohle	0,338	0,343	0,111	0,237	0,173
2020	Biomasse	0,000	0,002	0,089	0,253	0,236
	Braunkohle	0,415	0,419	0,160	0,268	0,151
	Erdgas-DT	0,201	0,202	0,001	0,142	0,201
	Erdgas-GT	0,204	0,206	0,002	0,192	0,271
	Erdgas-GuD	0,201	0,203	0,001	0,106	0,151
	Erdöl-DT	0,286	0,289	0,178	0,287	0,156
	Erdöl-GT	0,268	0,269	0,092	0,360	0,384
	Steinkohle	0,338	0,343	0,111	0,237	0,173
2025	Biomasse	0,000	0,002	0,089	0,253	0,236
	Braunkohle	0,415	0,419	0,160	0,268	0,151
	Erdgas-DT	0,201	0,202	0,001	0,142	0,201
	Erdgas-GT	0,204	0,206	0,002	0,192	0,271
	Erdgas-GuD	0,201	0,203	0,001	0,106	0,151
	Erdöl-DT	0,286	0,289	0,178	0,287	0,156
	Erdöl-GT	0,268	0,269	0,092	0,360	0,384
	Steinkohle	0,338	0,343	0,111	0,237	0,173
2030	Biomasse	0,000	0,002	0,089	0,253	0,236
	Braunkohle	0,415	0,419	0,160	0,268	0,151
	Erdgas-DT	0,201	0,202	0,001	0,142	0,201
	Erdgas-GT	0,204	0,206	0,002	0,191	0,271
	Erdgas-GuD	0,201	0,203	0,001	0,054	0,075
	Erdöl-DT	0,286	0,289	0,178	0,287	0,156
	Erdöl-GT	0,268	0,269	0,092	0,360	0,384
	Steinkohle	0,338	0,340	0,111	0,197	0,115

A.7 Beschäftigte in Kraftwerken

Tabelle 80: Beschäftigte in ausgewählten Kraftwerken

Technologie	Name	Elektrische Nettoleistung [MW _{el}]	Beschäftigte
Braunkohle	Boxberg	2.427	600
Braunkohle	Lippendorf	875	300
Braunkohle	Buschhaus	352	160
Braunkohle	Jänschwalde	2.790	1.000
Braunkohle	Lippendorf	875	300
Braunkohle	Niederaußem	3.430	800
Braunkohle	Schkopau	900	170
Braunkohle	Neurath (BoA)	2.100	450
Steinkohle	Kohlekraftwerk Lünen	746	60
Steinkohle	Knepper	345	70
Steinkohle	Heyden	875	100
Steinkohle	Kiel	323	120
Steinkohle	Hannover	272	120
Steinkohle	Bexbach	721	145
Steinkohle	Gersteinwerk	608	220
Steinkohle	Staudinger	510	250
Steinkohle	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	1.347	270
Steinkohle	Scholven	2.056	400
Steinkohle	Voerde	1.390	550
Steinkohle	Mannheim	1.318	608
Erdgas	Ahrensfelde	150	25
Erdgas	Rüsselsheim	112	22
Erdgas	BASF Kraftwerk Süd	390	22
Erdgas	Irsching	846	60
Erdgas	Knapsack I & II	1.230	80
Erdgas	München	541	48
Erdgas	Dormagen	561	34
Erdgas	Herdecke	100	20
Erdgas	Hamm	838	42
Kernenergie	Grundremmingen	2.688	750
Kernenergie	Grafenreinfeld	1.275	386
Kernenergie	Emsland	1.335	300

A.8 Annahmen für Vergütungssätze nach EEG 2014

Biomasse

Biomasseanlagen werden nach §§ 44 ff. EEG in Abhängigkeit der Bemessungsleistung gefördert und können zusätzlich einen Anspruch auf eine Flexibilitätsprämie haben (§§ 52 ff. EEG). Zur Ermittlung des durchschnittlichen Vergütungssatzes von Biomasseanlagen wird zunächst davon ausgegangen, dass der Zubau im Wesentlichen in Anlagen mit einer Bemessungsleistung von 500 kW_{el} stattfindet.³²² Darüber hinaus wird für 30% der installierten Leistung angenommen, dass die verwendete Biomasse überwiegend auf Basis von Bioabfällen gewonnen wird (§ 46 EEG). Eine geringere Bemessungsleistung der Anlagen wird für lediglich 20% der installierten Leistung angenommen, die den Vergütungsanspruch für Biomasse aus Gülle in Anspruch nehmen (§ 46 EEG). Dies ist konsistent zu den Annahmen für die Reststoffverwertung aus dem Potenzialatlas für Erneuerbare Energien (Agentur für Erneuerbare Energien 2010). Zusätzlich wird die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie in Höhe von jährlich 40 €/kWh_{el} berücksichtigt (§ 52 EEG).

Photovoltaik

Für die Förderung von PV-Anlagen besteht nach § 51 EEG eine gestaffelte Vergütungssystematik, die sich auf die Anlagengröße bezieht. Die Verteilung über die Leistungsebenen wird entsprechend der Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber angenommen (r2b energy consulting 2013). Diese ist in Tabelle 81 dargestellt. Der in § 31 Abs. 6 EEG vorgesehene Förderstopp bei Überschreitung einer installierten PV-Anlagen-Gesamtleistung von 52 GW_{el} wird zur Ermittlung der Vergütungssätze vernachlässigt.

Tabelle 81: Verteilung der Anlagengrößen von PV-Anlagen

Anlagengröße	Verteilung [%]	Vergütung nach § 31 EEG [ct/kWh _{el}]
Bis zu 10 kW _{el}	20%	13,15
Ab 10 kW _{el} bis zu 40 kW _{el}	20%	12,80
Ab 40 kW _{el} bis zu 1.000 kW _{el}	30%	11,49
Ab 1.000 kW _{el}	30%	9,23

³²² Dies geht auch aus dem Biomasse-Monitoring hervor (Daniel-Gromke et al. 2014).

Wind Onshore

Die Vergütung für Wind Onshore wird entsprechend § 49 EEG nach dem Referenzertragsmodell bestimmt. Demnach erhalten Anlagen in den ersten fünf Jahren der Inbetriebnahme der Anlage eine Anfangsvergütung in Höhe von 8,9 ct/kWh_{el}. Anschließend fällt die Vergütung gemäß § 49 Abs. 1 EEG auf den Grundwert von 4,95 ct/kWh_{el} ab. In Abhängigkeit der Standortqualität, welche in Bezug zum Ertrag einer Referenzanlage gemessen wird, kann die gewährte Anfangsvergütung um mehrere Monate verlängert werden. Die angenommene Verteilung der Standortqualitäten basiert auf Rehfeldt und Rehfeldt (2014) und ist zusammen mit der resultierenden Verlängerung des Anfangswertes in Tabelle 82 dargestellt. Unter der Berücksichtigung, dass die maximale Verlängerung 180 Monate betragen kann,³²³ ergibt sich im Mittel eine Verlängerung der Anfangsvergütung von 146 Monaten (bzw. rd. 12 Jahre). Somit erhalten Wind-Onshore-Anlagen im Durchschnitt in den ersten 17 Jahren die erhöhte Anfangsvergütung und erst danach den reduzierten Grundwert.

Tabelle 82: Standortqualitäten nach Referenzertragsmodell und Verlängerung der Anfangsvergütung nach § 49 Abs. 2 EEG

Standortqualität [%]	Verteilung [%]	Gesamte Verlängerung [Monate]
50,0%	3,0%	326,4
60,0%	12,0%	277,8
70,0%	19,0%	229,2
80,0%	25,5%	180,6
90,0%	22,0%	131,9
100,0%	7,0%	83,3
110,0%	5,0%	55,6
120,0%	3,0%	27,8
130,0%	3,5%	0,0

Wind Offshore

Wind-Offshore-Anlagen werden im Rahmen des EEGs nach einer ähnlichen Vergütungssystematik wie Wind-Onshore-Anlagen gefördert (§ 50 EEG). Zunächst wird eine Anfangsvergütung in Höhe von 15,4 ct/kWh_{el} für 12 Jahre gewährt,³²⁴ welche anschließend auf eine Grundvergütung von 3,9 ct/kWh_{el} abgesenkt wird. Eine Verlängerung der Anfangsvergütung wird hier jedoch in Abhängigkeit der Wassertiefe

³²³ Ansonsten wird die maximale Förderdauer von 20 Jahren überstiegen (§ 22 EEG).

³²⁴ Alternativ zu den zwölfjährigen Bezug der Anfangsvergütung können Wind-Offshore-Anlagen, die vor 2020 in Betrieb genommen werden, auch eine erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von 19,40 ct/kWh_{el} in Anspruch nehmen (§ 50 Abs. 3 EEG)

und der Entfernung der Anlage vom Festland gewährt (§ 50 Abs. 2 EEG). Basierend auf der Datensammlung über Wind-Projekte in der Nord- und Ostsee des Fraunhofer IWES (2015) wird für deutsche Wind-Offshore-Anlagen eine durchschnittliche Küstenentfernung von 56,9 km bzw. 30,0 Seemeilen sowie eine durchschnittliche Wassertiefe von rd. 28,6 m angenommen. Im Durchschnitt beläuft sich somit der Anspruch auf eine Verlängerung der Anfangsvergütung auf 24 Monate bzw. 2 Jahre.

A.9 Stromproduktion in der Referenzwelt nach Ländern

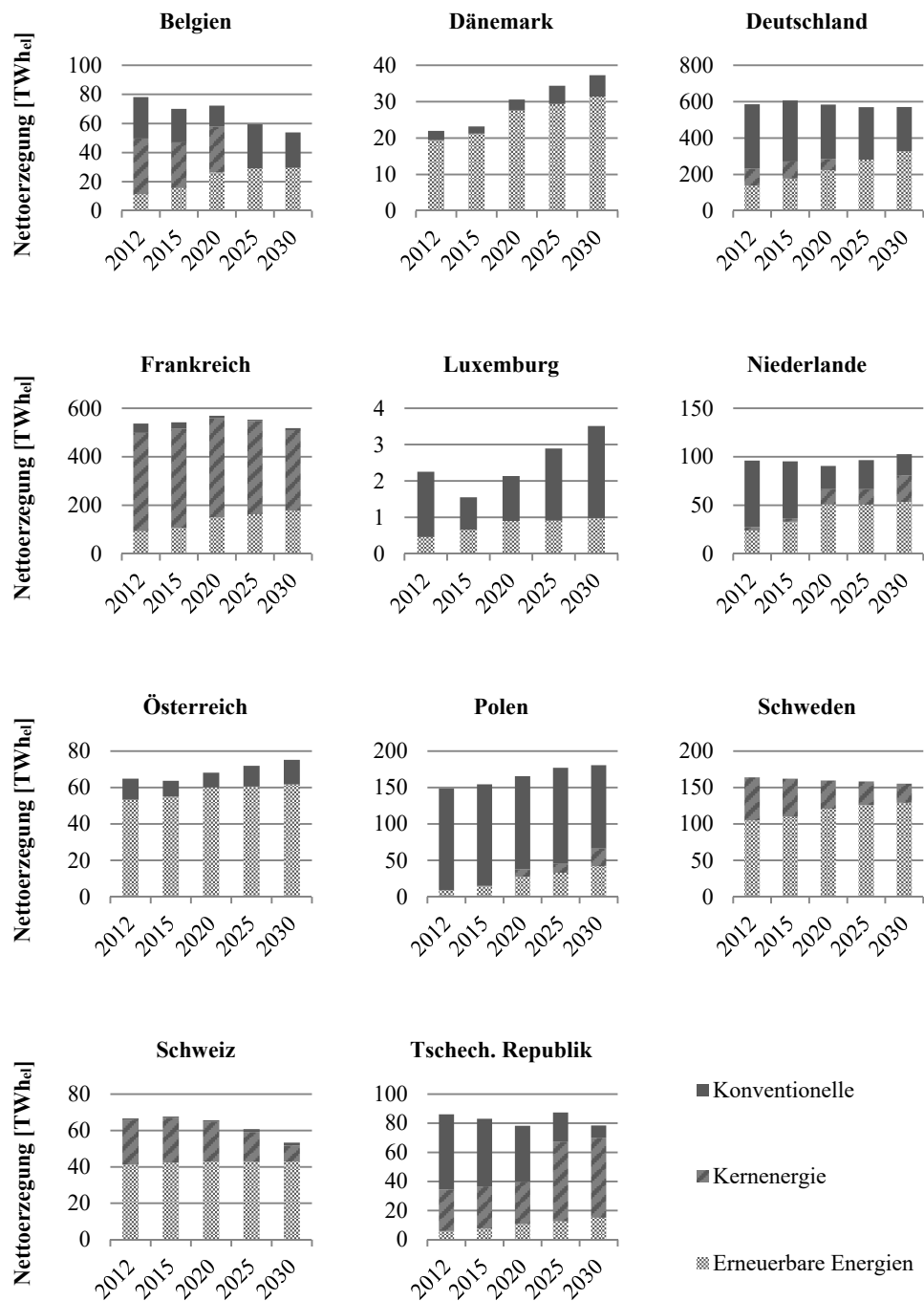


Abbildung 95: Stromproduktion in den umliegenden Ländern in der Referenz-Welt

A.10 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Tabelle 83: Sensitivitätsanalyse Basisdatensatz

		2012	2030			
Element		Basisjahr	Referenz- Welt	Braunkohle- Ausstiegs-Welt	Grüne- Welt	Konventionelle- Welt
Versorgungssicherheit						
Steuerbare Leistung	[%]	122%	75%	73%	71%	96%
Nettostromimporte	[TWh _{el}]	-25,9	-8,4	33,9	-1,6	-6,8
Rohstoffimporte	[Mrd. € ₂₀₁₂]	7,6	3,7	5,4	4,3	4,3
Umweltverträglichkeit						
EE-Anteil	[%]	25%	59%	59%	75%	24%
CO ₂	[Mio. t.]	297,7	190,2	119,4	88,1	310,0
SO ₂	[kt]	157,6	97,1	56,7	37,7	137,1
NO _x	[kt]	295,3	179,9	128,5	93,7	205,3
Flächennutzung	[km ²]	9.722,3	11.602,7	11.282,9	4.289,3	4.510,2
Wirtschaftlichkeit						
Beschäftigte	[Tsd.]	212,1	186,5	187,7	173,6	108,6
Großhandelspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	41,7	37,0	49,9	40,2	37,6
EEG-Umlage	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	35,9	40,0	33,7	62,0	24,6
Haushaltspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	260,5	257,8	266	293,9	233,2
Industriespreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	123,6	128,9	137,1	165,0	104,3

Tabelle 84: Sensitivitätsanalyse CO₂-Marktstabilitätsreserve

		2012	2030			
Element		Basisjahr	Referenz- Welt	Braunkohle- Ausstiegs-Welt	Grüne- Welt	Konventionelle- Welt
Versorgungssicherheit						
Steuerbare Leistung	[%]	122%	74%	72%	71%	78%
Nettostromimporte	[TWh _{el}]	-25,9	20,6	40,1	11,9	68,5
Rohstoffimporte	[Mrd. € ₂₀₁₂]	7,6	3,5	5,8	4,1	5,6
Umweltverträglichkeit						
EE-Anteil	[%]	25%	59%	59%	75%	24%
CO ₂	[Mio. t.]	297,7	152,0	86,5	66,1	197,8
SO ₂	[kt]	279,3	75,6	32,3	22,4	86,1
NO _x	[kt]	157,6	166,2	115,2	86,1	179,3
Flächennutzung	[km ²]	9722,3	11.550,3	11.281,9	4.276,6	4.091,2
Wirtschaftlichkeit						
Beschäftigte	[Tsd.]	212,1	183,4	181,8	173,3	68,8
Großhandelspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	41,7	54,4	62,2	52,7	64,1
EEG-Umlage	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	35,9	29,4	26,0	50,6	17,0
Haushaltspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	260,5	266,3	271,7	295,6	256,4
Industriespreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	123,6	137,4	142,8	166,7	127,5

Tabelle 85: Sensitivitätsanalyse Rohstoffpreise Minus 50%

		2012	2030			
Element		Basisjahr	Referenz- Welt	Braunkohle- Ausstiegs-Welt	Grüne- Welt	Konventionelle- Welt
Versorgungssicherheit						
Steuerbare Leistung	[%]	122%	74%	72%	72%	78%
Nettostromimporte	[TWh _{el}]	-25,9	0,2	45,7	-0,1	57,8
Rohstoffimporte	[Mrd. € ₂₀₁₂]	7,6	1,9	2,6	2,1	3,1
Umweltverträglichkeit						
EE-Anteil	[%]	25%	59%	59%	75%	24%
CO ₂	[Mio. t.]	297,7	178,4	104,6	85,3	218,2
SO ₂	[kt]	157,6	91,7	50,4	35,6	101,3
NO _x	[kt]	295,3	176,7	129,4	93,8	187,3
Flächennutzung	[km²]	9.722,3	11.566,6	11.278,9	4.341,9	4.099,6
Wirtschaftlichkeit						
Beschäftigte	[Tsd.]	212,1	182,9	181,2	173,5	69,6
Großhandelspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	41,7	25,7	34,4	25,4	33,1
EEG-Umlage	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	35,9	46,2	42,7	74,3	26,7
Haushaltspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	260,5	251,4	257,7	290,5	230,1
Industriespreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	123,6	122,5	128,8	161,6	101,2

Tabelle 86: Sensitivitätsanalyse Rohstoffpreise Plus 50%

		2012	2030			
Element		Basisjahr	Referenz- Welt	Braunkohle- Ausstiegs-Welt	Grüne- Welt	Konventionelle- Welt
Versorgungssicherheit						
Steuerbare Leistung	[%]	122%	91%	73%	71%	112%
Nettostromimporte	[TWh _{el}]	-25,9	-37,6	14,4	-2,1	-36,1
Rohstoffimporte	[Mrd. € ₂₀₁₂]	7,6	4,0	8,5	6,5	4,3
Umweltverträglichkeit						
EE-Anteil	[%]	25%	59%	59%	75%	24%
CO ₂	[Mio. t.]	297,7	233,2	139,8	88,6	353,9
SO ₂	[kt]	279,3	108,6	63,6	38,0	148,2
NO _x	[kt]	157,6	183,8	130,3	93,8	209,4
Flächennutzung	[km²]	9.722,3	11.859,2	11.277,5	4.272,0	4.792,2
Wirtschaftlichkeit						
Beschäftigte	[Tsd.]	212,1	217,4	196,3	173,2	140,1
Großhandelspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	41,7	37,0	60,2	55,2	37,6
EEG-Umlage	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	35,9	40,5	27,1	49,3	24,7
Haushaltspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	260,5	258,3	270,6	297,1	233,3
Industriespreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	123,6	129,4	141,7	168,2	104,4

Tabelle 87: Sensitivitätsanalyse Kosten Erneuerbarer Energie Anlagen Minus 20%

Element		2012	2030			
		Basisjahr	Referenz- Welt	Braunkohle- Ausstiegs-Welt	Grüne- Welt	Konventionelle- Welt
Versorgungssicherheit						
Steuerbare Leistung	[%]	122%	75%	73%	71%	96%
Nettostromimporte	[TWh _{el}]	-25,9	-8,4	33,9	-1,4	-6,8
Rohstoffimporte	[Mrd. € ₂₀₁₂]	7,6	3,7	5,4	4,3	4,3
Umweltverträglichkeit						
EE-Anteil	[%]	25%	59%	59%	75%	24%
CO ₂	[Mio. t.]	297,7	190,2	119,4	88,1	310,0
SO ₂	[kt]	157,6	97,1	56,7	37,7	137,1
NO _x	[kt]	295,3	179,9	128,5	93,6	205,3
Flächennutzung	[km²]	9.722,3	11.602,7	11.282,9	4.270,9	4.510,2
Wirtschaftlichkeit						
Beschäftigte	[Tsd.]	212,1	186,5	187,7	173,3	108,6
Großhandelspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	41,7	37,0	49,9	41,1	37,6
EEG-Umlage	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	35,9	34,5	28,2	49,8	23,7
Haushaltspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	260,5	251,2	259,4	280,6	232,0
Industriespreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	123,6	122,3	130,5	151,7	103,1

Tabelle 88: Ergebnisübersicht Kosten Erneuerbarer Energie Anlagen Plus 20%

Element		2012	2030			
		Basisjahr	Referenz- Welt	Braunkohle- Ausstiegs-Welt	Grüne- Welt	Konventionelle- Welt
Versorgungssicherheit						
Steuerbare Leistung	[%]	122%	75%	73%	71%	96%
Nettostromimporte	[TWh _{el}]	-25,9	-8,4	33,9	-1,8	-6,8
Rohstoffimporte	[Mrd. € ₂₀₁₂]	7,6	3,7	5,4	4,3	4,3
Umweltverträglichkeit						
EE-Anteil	[%]	25%	59%	59%	75%	24%
CO ₂	[Mio. t.]	297,7	190,2	119,4	88,2	310,0
SO ₂	[kt]	279,3	97,1	56,7	37,7	137,1
NO _x	[kt]	157,6	179,9	128,5	93,9	205,3
Flächennutzung	[km²]	9.722,3	11.602,7	11.282,9	4.338,3	4.510,2
Wirtschaftlichkeit						
Beschäftigte	[Tsd.]	212,1	186,5	187,7	173,5	108,6
Großhandelspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	41,7	37,0	49,9	39,3	37,6
EEG-Umlage	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	35,9	45,6	39,3	74,1	25,6
Haushaltspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	260,5	264,4	272,6	307,2	234,3
Industriespreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	123,6	135,5	143,7	178,3	105,4

Tabelle 89: Sensitivitätsanalyse Flexibilitätsoptionen

		2012	2030			
Element		Basisjahr	Referenz- Welt	Braunkohle- Ausstiegs-Welt	Grüne- Welt	Konventionelle- Welt
Versorgungssicherheit						
Steuerbare Leistung	[%]	122%	84%	73%	73%	105%
Nettostromimporte	[TWh _{el}]	-25,9	-8,1	37,0	0,2	-6,9
Rohstoffimporte	[Mrd. € ₂₀₁₂]	7,6	3,7	5,2	4,1	4,3
Umweltverträglichkeit						
EE-Anteil	[%]	25%	59%	59%	75%	24%
CO ₂	[Mio. t.]	297,7	189,0	115,1	86,4	309,8
SO ₂	[kt]	279,3	96,7	55,7	37,7	137,0
NO _x	[kt]	157,6	179,8	126,9	91,6	205,3
Flächennutzung	[km²]	9722,3	11.596,6	11.268,2	4.289,5	4.509,2
Wirtschaftlichkeit						
Beschäftigte	[Tsd.]	212,1	185,8	181,8	171,0	108,5
Großhandelspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	41,7	37,0	49,8	38,8	37,6
EEG-Umlage	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	35,9	40,0	33,7	62,5	24,6
Haushaltspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	260,5	257,7	265,8	292,8	233,2
Industriespreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	123,6	128,8	136,9	163,9	104,3

Tabelle 90: Sensitivitätsanalyse Zunahme Elektromobilität

		2012	2030			
Element		Basisjahr	Referenz- Welt	Braunkohle- Ausstiegs-Welt	Grüne- Welt	Konventionelle- Welt
Versorgungssicherheit						
Steuerbare Leistung	[%]	122%	82%	77%	79%	102%
Nettostromimporte	[TWh _{el}]	-25,9	-4,0	33,9	1,7	-5,1
Rohstoffimporte	[Mrd. € ₂₀₁₂]	7,6	3,8	5,8	4,4	4,3
Umweltverträglichkeit						
EE-Anteil	[%]	25%	57%	57%	75%	23%
CO ₂	[Mio. t.]	297,7	202,1	131,4	88,9	325,3
SO ₂	[kt]	279,3	101,8	60,5	37,6	143,1
NO _x	[kt]	157,6	184,5	132,8	94,9	211,1
Flächennutzung	[km²]	9.722,3	11.685,3	11.283,3	4.461,9	4.560,5
Wirtschaftlichkeit						
Beschäftigte	[Tsd.]	212,1	190,8	186,9	171,8	113,4
Großhandelspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	41,7	37,4	50,2	41,6	37,6
EEG-Umlage	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	35,9	33,9	32,2	58,8	23,5
Haushaltspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	260,5	250,6	264,1	291,8	231,6
Industriespreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	123,6	121,7	135,2	162,9	102,7

Tabelle 91: Sensitivitätsanalyse Nachfragereduktion

		2012	2030			
Element		Basisjahr	Referenz- Welt	Braunkohle- Ausstiegs-Welt	Grüne- Welt	Konventionelle- Welt
Versorgungssicherheit						
Steuerbare Leistung	[%]	122%	96%	77%	76%	101%
Nettostromimporte	[TWh _{el}]	-25,9	-51,3	-20,9	-15,8	-8,0
Rohstoffimporte	[Mrd. € ₂₀₁₂]	7,6	2,5	3,7	3,8	4,2
Umweltverträglichkeit						
EE-Anteil	[%]	25%	77%	77%	75%	32%
CO ₂	[Mio. t.]	297,7	128,5	77,8	79,8	190,8
SO ₂	[kt]	279,3	67,7	41,7	35,2	91,6
NO _x	[kt]	157,6	144,3	104,0	86,2	162,5
Flächennutzung	[km ²]	9722,3	11.199,0	11.022,0	4.105,6	4.091,2
Wirtschaftlichkeit						
Beschäftigte	[Tsd.]	212,1	180,2	172,7	128,8	68,2
Großhandelspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	41,7	25,6	34,2	32,2	37,3
EEG-Umlage	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	35,9	62,1	55,2	62,3	32,5
Haushaltspreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	260,5	273,8	276,1	282,0	243,5
Industriespreis	[€ ₂₀₁₂ /MWh _{el}]	123,6	144,9	147,2	153,1	114,6

A.11 Landespolitische Positionen zur Braunkohle

Tabelle 92: Aussagen zur Braunkohle durch die für Energiepolitik zuständigen Landesminister

Bundesland	Aussagen: Agentur für Erneuerbare Energien (2015)	Wertung
Brandenburg	„Ein gleichzeitiger Ausstieg aus Atomkraft und Kohle ist nicht möglich.“ Albrecht Gerber (SPD), Minister für Wirtschaft und Energie in Brandenburg	Pro
Nordrhein-Westfalen	„Es geht nicht um einen Sofortausstieg aus der Kohleverstromung, sondern um eine beherzte Verkleinerung alter und klimaschädlicher Kapazitäten. Der bestehende Kraftwerkspark muss im Hinblick auf eine rasche CO ₂ -Emissionsminderung weiterentwickelt werden. Ziel muss es sein, Kraftwerke mit geringen Wirkungsgraden und starken Luftschadstoffemissionen aus dem Markt zu nehmen.“ Johannes Remmel (Grüne), Minister für Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz in Nordrhein-Westfalen	(Pro)
Sachsen	„Für den Übergang werden wir auch weiterhin konventionelle Energieträger wie die heimische Braunkohle benötigen. Die Braunkohle sichert mittel- und langfristig die Wirtschaftlichkeit und die Kalkulierbarkeit der Energieversorgung – und ist nicht zuletzt in den Braunkohleregionen weitestgehend gesellschaftlich akzeptiert. Der Ausstieg aus der Kernenergie und der ‚Umstieg‘ auf die Erneuerbaren wird ohne die Braunkohle nicht zu machen sein. Sie gibt uns darüber hinaus in der Lausitz die Zeit und die finanzielle Kraft für den weiteren Strukturwandel.“ Martin Dulig (SPD), Staatsminister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr in Sachsen	Pro
Sachsen-Anhalt	„In Sachsen-Anhalt und den übrigen ostdeutschen Bundesländern stehen die modernsten und effizientesten Braunkohlekraftwerke Europas. Die angestrebte Flexibilisierung dieser Anlagen ist erforderlich, um die stark fluktuierenden Erneuerbaren Energien und dabei insbesondere die Windenergie auszugleichen. Die Betreiber sind bereits dabei, durch Investitionen in die Anlagentechnik den Kraftwerkspark fit für die Energiewende zu machen.“ Hermann Onko Aeikens (CDU), Minister für Landwirtschaft und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt	Pro

A.12 Inhaltsanalyse zur Positionierung zum Klimabeitrag

Tabelle 93: Positionen und Argumente der Parteien CDU/CSU zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„...gefährdet zehntausende Arbeitsplätze in Nordrhein-Westfalen akut, ohne, dass irgendeine Wirkung auf das Weltklima damit verbunden ist“ (LT NRW Drucks. 16/8455)
	Effizienz	„...baut ein bürokratisches Parallelsystem zum EU-Emissionshandel auf.“ (LT NRW Drucks. 16/8455)
	Versorgungssicherheit	„Hinzu kommt, dass die Versorgungssicherheit auch durch internationale Krisen erheblich beeinträchtigt werden kann.“ (LT NRW Drucks. 16/8455)
	Wirtschaftlichkeit	„...verschlechtert künstlich die Wettbewerbsfähigkeit der Kohlekraft und unseres Wirtschaftsstandorts.“ (LT NRW Drucks. 16/8455)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Das Ziel, den CO ₂ -Ausstoß bis 2020 um 40 Prozent zu senken muss eingehalten werden. Ohne Klimabeitrag der Braunkohle wird das nicht gehen.“ (Schulze 2015)
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 94: Positionen und Argumente der Partei FDP zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„...bis zu 100.000 Arbeitsplätze werden durch die Pläne der großen Koalition leichtfertig aufs Spiel gesetzt.“ (LT NRW Drucks. 16/8456)
	Effizienz	„Mit dem Eingriff in den EU-Emissionshandel wird der Wettbewerb um die effizientesten Technologien zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen verzerrt“ (LT NRW Drucks. 16/8456)
	Versorgungssicherheit	„Auf Kosten der Versorgungssicherheit führt die Zwangsabschaltung von Kraftwerken zu weiter steigenden Strompreisen für Wirtschaft, Industrie und Verbraucher und vernichtet tausende Arbeitsplätze.“ (LT NRW Drucks. 16/8456)
	Wirtschaftlichkeit	„Stilllegung von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken führt zu weiter steigenden Strompreisen für Wirtschaft und Industrie und dies, obwohl die deutschen Industriestrompreise bereits heute zu den höchsten in Europa zählen.“ (LT NRW Drucks. 16/8456)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	-
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 95: Positionen und Argumente der Partei Die Grünen zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Wir brauchen den Strukturwandel in der Braunkohle. Der wird kommen, meine Damen und Herren. Je früher man sich darauf einstellt, desto besser ist es, desto besser kann man die Folgen bewältigen. Das ist die Herausforderung.“ (BT-Plenarprotokoll 18/97)
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Dann muss man über Kohlekraftwerke reden – keine Frage. Wenn wir das Klimaschutzziel erreichen wollen, müssen alte Kohlekraftwerke vom Markt.“ (BT-Plenarprotokoll 18/97)
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 96: Positionen und Argumente der Partei Die Linke zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Hätten Sie sich für einen geplanten und geordneten Ausstieg aus der Kohle entschieden, dann könnte der fällige Strukturwandel in den betroffenen Regionen eingeleitet werden. Dass wir diesen Strukturwandel brauchen, verehrte Kolleginnen und Kollegen, das halte ich für unbestritten.“ (BT-Plenarprotokoll 18/97)
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Herr Gabriel, wenn Ihr Vorschlag, so wie er jetzt vorliegt, eins zu eins umgesetzt würde, wäre bis 2020 ein großer Schritt getan.“ (BT-Plenarprotokoll 18/97)
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 97: Positionen und Argumente der Partei SPD zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Somit wären Tausende Arbeitsplätze in der Region gefährdet.“ (Ministerium für Wirtschaft und Energie 2015)
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	„Sie gefährden die Versorgungssicherheit und Preisstabilität für den Industriestandort Deutschland.“ (Ministerium für Wirtschaft und Energie 2015)
	Wirtschaftlichkeit	„Sie gefährden die Versorgungssicherheit und Preisstabilität für den Industriestandort Deutschland.“ (Ministerium für Wirtschaft und Energie 2015)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	„Jetzt auf ein bewährtes bestehendes wirtschaftliches Instrument, nämlich den Emissionshandel, aufzusetzen, hat zunächst einmal Charme; ich will das eindeutig sagen. Bevor wir jetzt neue Instrumente entwickeln, ist die Diskussion, es so zu machen, wirklich aller Mühe wert.“ (BT-Plenarprotokoll 18/97)
	Umweltschutz	„Die gesamte Klimaschutzdebatte, die wir hier seit Jahren führen, ist nicht eine Debatte über den Kohleausstieg, sondern über den CO ₂ -Ausstieg.“ (BT-Plenarprotokoll 18/97)
	Wirtschaftlichkeit	„...dass ein hochindustrialisiertes Land zeigt, dass ambitionierter Klimaschutz möglich ist und dass dabei die wirtschaftliche und industrielle Entwicklung nicht gefährdet, sondern ausgebaut wird.“ (BT-Plenarprotokoll 18/97)

Tabelle 98: Positionen und Argumente des Unternehmens Lichtblick zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Wer heute in Panikmache an der alten Energiewelt festhält, der verpasst die Chance, den Strukturwandel aktiv zu gestalten.“ (WWF 2015)
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Auf diesem Weg erreicht Deutschland nicht nur seine Klimaziele...“ (WWF 2015)
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 99: Positionen und Argumente des Unternehmens RWE zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Der Konzern warnt vor der Schließung von Kraftwerken und Tagebaubetrieben sowie dem Verlust Tausender Stellen.“ (Delhaes und Flaugner 2015)
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	„Die Abgabe würde nämlich das sofortige Aus für einen Großteil der Braunkohletagebaue und Braunkohlekraftwerke bedeuten.“ (Delhaes und Flaugner 2015)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	-
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 100: Positionen und Argumente mehrerer Stadtwerke zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	„Vor diesem Hintergrund ist ein national wirkender Mechanismus, der mit dem ETS gekoppelt und kompatibel ist und die ursprünglich verfolgte Lenkungswirkung wieder entfaltet, unbedingt notwendig.“ (Leuschner 2015)
	Umweltschutz	„Der von Ihrem Hause entwickelte ‚Klimabeitrag‘ ist ein ausgesprochen zielführendes Instrument und eine effektive Maßnahme, die für 2020 gesteckten Klimaschutzziele zu erreichen und gleichzeitig die für die Energiewende notwendige Modernisierung des Kraftwerksparks voranzubringen.“ (Leuschner 2015)
	Wirtschaftlichkeit	„Bei Fortschreibung der aktuellen Situation jedoch wird es keine zukünftigen Investitionen in moderne Kraftwerkstechnik mehr geben.“ (Leuschner 2015)

Tabelle 101: Positionen und Argumente der Gewerkschaft IG BCE zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„So riskieren wir Strukturbrüche am Industriestandort Deutschland und gefährden Arbeitsplätze.“ (IG BCE Kassel 2015)
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	„Strom aus Braunkohle und Steinkohle ist verlässlich und eben nicht wetterabhängig wie Strom aus Wind und Photovoltaik.“ (IG BCE Kassel 2015)
	Wirtschaftlichkeit	„Mit dem Abschalten der Kraftwerke und der Aufgabe der Tagebaue wäre der ‚soziale Blackout ganzer Regionen‘ verbunden, und in der energieintensiven Industrie würden die Preiserhöhungen genauso negative Effekte entwickeln. Die Stromkunden müssten darüber hinaus die politisch verteuerten Preise bezahlen.“ (IG BCE 2015)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	-
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 102: Positionen und Argumente der Gewerkschaft IG Metall zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Aber wir widersetzen uns Vorschlägen, die zu einem Strukturbruch rund um die heutige Energieerzeugung führen...“ (IG Metall Südbrandenburg 2015)
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	„Die Industrie braucht Planungssicherheit im Blick auf Strom-Verfügbarkeit und Preise.“ (IG BCE Kassel 2015)
	Wirtschaftlichkeit	Aber wir widersetzen uns Vorschlägen, die [...] die Industrieproduktion einseitig in Deutschland massiv verteuert. (IG Metall Südbrandenburg 2015)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	-
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 103: Positionen und Argumente der Gewerkschaft ver.di zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Die Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft (ver.di) lehnt den von Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel in einem Eckpunktepapier vorgeschlagenen „nationalen Klimaschutzbeitrag“ als ungerechtfertigten Braunkohle-Strafzoll ab, der zudem vor allem die Beschäftigten in den Braunkohlekraftwerken treffen würde.“ (ver.di 2015)
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	„Gabriel unterschätze darüber hinaus in seinem Eckpunktepapier die Notwendigkeit, zum Ausgleich zu wetterabhängigen erneuerbaren Energien ausreichend flexible Stromerzeugungs-Reserven vorzuhalten.“ (ver.di 2015)
	Wirtschaftlichkeit	„... lehnt den von Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel in einem Eckpunktepapier vorgeschlagenen „nationalen Klimaschutzbeitrag“ als ungerechtfertigten Braunkohle-Strafzoll ab,...“ (ver.di 2015)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	-
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 104: Positionen und Argumente des Industrieverbands BDI zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Diese zusätzliche Belastung gefährdet Arbeitsplätze in Energiewirtschaft und Bergbau, ohne dass dadurch in Europa eine einzige Tonne CO ₂ eingespart wird.“ (BDI 2015)
	Effizienz	„Die einseitige nationale Belastung der Braunkohle durch einen zusätzlichen Klimaschutzbeitrag ist eine Doppelregulierung zum EU-Emissionshandel.“ (BDI 2015)
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	„Deutschland schädigt damit unnötig die Ertragskraft seiner wettbewerbsfähigsten und kostengünstigsten Kraftwerke.“ (BDI 2015)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	-
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 105: Positionen und Argumente des Industrieverbands BEE zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Deshalb ist es jetzt und heute wichtig, einen nachhaltigen Strukturwandel einzuleiten und Perspektiven für die Kohlereviere zu schaffen.“ (BEE 2015)
	Effizienz	„Da der Klimabeitrag in Form von Emissionszertifikaten bezahlt wird, die anschließend vom Markt genommen werden, stützt das Instrument zugleich den Emissionshandel.“ (BEE 2015)
	Umweltschutz	„Braunkohle und Klimaschutz schließen sich gegenseitig aus.“ (BEE 2015)
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 106: Positionen und Argumente des Industrieverbands DEBRIV zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Insgesamt betroffen wären mehr als 70.000 inländische Arbeitsplätze in eher monostrukturierten Regionen.“ (DEBRIV 2015)
	Effizienz	„Daher sind zusätzliche nationale Emissions- oder Betriebsbeschränkungen grundsätzlich nicht geeignet, das Ziel eines verbesserten Klimaschutzes auf EU-Ebene zu erreichen und damit überflüssig.“ (DEBRIV 2015)
	Versorgungssicherheit	„Die negativen Folgen einer massiven Verringerung der Braunkohlennutzung für die Versorgungssicherheit sind angesichts steigender geostrategischer Risiken und des noch nicht bewältigten nationalen Kernenergieausstiegs unkalkulierbar.“ (DEBRIV 2015)
	Wirtschaftlichkeit	„Außerdem würde die für den Industriestandort Deutschland existenzielle Bereitstellung von preis- und versorgungssicherem Grundlaststrom innerhalb weniger Jahre aufgegeben.“ (DEBRIV 2015)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	-
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 107: Positionen und Argumente des Industrieverbands VIK zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	„Deutschland stellt sich damit in der Energiepolitik einmal mehr ins Abseits mit einer einseitigen, nicht abgestimmten Maßnahme, die sich trotz immenser Auswirkungen für die Nachbarstaaten einfach über bestehende EU-Beschlüsse hinwegsetzt.“ (VIK 2015)
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	„Dies wirkt wie eine zusätzliche CO ₂ - Steuer und verteuert den Strompreis für die Verbraucher.“ (VIK 2015)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	-
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 108: Positionen und Argumente des Umweltverbands BUND zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Wer die Augen vor der Notwendigkeit eines Strukturwandels verschließe und für die Beschäftigten keine zukunftsfähigen Perspektiven schaffe, schade damit allen, die heute noch mit der Braunkohle ihren Lebensunterhalt verdienen.“ (BUND 2015)
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Um das deutsche Klimaziel zu erreichen, ist das von der Bundesregierung geplante Klimaschutzinstrument für Kraftwerke dringend notwendig.“ (BUND 2015)
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 109: Positionen und Argumente des Umweltverbands DUH zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Die DUH setzt sich dafür ein, diesen unvermeidbaren ökonomischen Wandel als gesamtgesellschaftlichen Prozess zu verstehen, der nur mithilfe intensiver Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger gelingen kann.“ (DUH 2015)
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Die DUH unterstützt den Vorschlag der Bundesregierung, die ältesten deutschen Kohlekraftwerke weniger Strom produzieren zu lassen, damit umweltfreundlichere Alternativen eine Chance haben, sich durchzusetzen.“ (DUH 2015)
	Wirtschaftlichkeit	„Der Umbau des Stromsektors spielt dabei eine entscheidende Rolle. Die DUH unterstützt den Vorschlag der Bundesregierung, die ältesten deutschen Kohlekraftwerke weniger Strom produzieren zu lassen, damit umweltfreundlichere Alternativen eine Chance haben, sich durchzusetzen.“ (DUH 2015)

Tabelle 110: Positionen und Argumente des Umweltverbands Greenpeace zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Gabriels Vorschlag ist das Minimum dessen, was der Klimaschutz erfordert.“ (Greenpeace 2015)
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 111: Positionen und Argumente des Umweltverbands NABU zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Es ist höchste Zeit, dass die Bundesländer, der Bund und die Energieversorger den unumgänglichen Strukturwandel aktiv unterstützen...“ (EurActiv 2015)
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Eine nationale emissionsabhängige Abgabe für Kohlekraftwerke ist ein sinnvolles Instrument für den Klimaschutz.“ (EurActiv 2015)
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 112: Positionen und Argumente des Umweltverbands WWF zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Das 40%-Klimaziel bis 2020 ist ohne die Verminderung der Braunkohleverstromung nicht zu erreichen.“ (WWF 2015)
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 113: Positionen und Argumente des Forschungsinstituts CESifo zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	„Der Klimabeitrag helfe nicht bei der Vermeidung von Emissionen, sondern trage zu einer weiteren Unterminierung des europäischen Emissionshandels bei.“ (CESifo 2015)
	Versorgungssicherheit	„... ohne die für langfristige Investitionen in Reserve-Kapazitäten notwendigen Signale zu setzen.“ (CESifo 2015)
	Wirtschaftlichkeit	„... der Klimabeitrag drohe auch die Kosten der Energiewende weiter zu erhöhen...“ (CESifo 2015)
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Umweltschutz	-
	Wirtschaftlichkeit	-

Tabelle 114: Positionen und Argumente des Forschungsinstituts DIW zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„...und insofern ist hier sehr, sehr großes Geschrei von einer Seite, die sehr stark an der Vergangenheit festhalten will. Hier würde ich mir wünschen, dass man wirklich auch diesen Strukturwandel gemeinsam begleitet.“ (Deutschlandfunk 2015)
	Effizienz	-
	Umweltschutz	„Es geht ja darum, dass wir jetzt mal auch die Klimaziele erfüllen, dass wir jetzt den Schritt in die richtige Richtung gehen, dass man eben mit dieser Klimaabgabe auch deutlich macht...“ (Deutschlandfunk 2015)
	Wirtschaftlichkeit	„Es handelt sich hier um eine sehr geringe Abgabe, die eben nur teilweise den Strompreis etwas nach oben bringen könnte an der Börse.“ (Deutschlandfunk 2015)

Tabelle 115: Positionen und Argumente des Forschungsinstituts FÖS und weiterer Wissenschaftler zum Klimabeitrag

Position	Argument	Quelle
Contra	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	-
	Effizienz	-
	Versorgungssicherheit	-
	Wirtschaftlichkeit	-
Pro	Arbeitsplätze/ Strukturwandel	„Dies trägt zum notwendigen Strukturwandel bei und sichert Arbeitsplätze in zukunftsfähigen Kraftwerken.“ (FÖS 2015)
	Effizienz	„Der ‚Klimabeitrag‘ ergänzt den Europäischen Emissionshandel sinnvoll.“ (FÖS 2015)
	Umweltschutz	„Der ‚Klimabeitrag‘ ist das absolute Mindestmaß der jetzt notwendigen politischen Maßnahmen, um den Beitrag des Stromsektors zu diesem Ziel zu sichern, das heißt konkret, die Emissionen der Energiewirtschaft bis 2020 auf 290 Mio. t CO ₂ pro Jahr zu verringern.“ (FÖS 2015)
	Wirtschaftlichkeit	„Im Vergleich zu anderen Instrumenten führt der ‚Klimabeitrag‘ zu einem sehr moderaten Anstieg der ohnehin historisch niedrigen Börsenstrompreise.“ (FÖS 2015)

A.13 Weblog auf <http://www.energieszenarien.de>

Seite: Startseite

Energieszenarien.de
Szenarien vergleichen und bewerten

Energiewende gestalten
Szenarioberechnung
Szenarioergebnisse
An Umfrage teilnehmen
Hintergrund

Energiewende gestalten

Wie soll die deutsche Energiewende im Strombereich in Zukunft gestaltet werden?

Das ist die Frage, mit der sich die Internetseite energieszenarien.de beschäftigt. Denn obwohl die grundsätzlichen Ziele der Energiewende durch die Bundesregierung bereits feststehen, scheint ein Konsens bezüglich der weiteren Umsetzung zu fehlen. So stehen weiterhin einige grundsätzliche Fragen im Raum, wie:

- Soll Deutschland auch aus der Braunkohle-Verstromung aussteigen?
- Sollen die Erneuerbaren Energien noch schneller ausgebaut werden?
- Sollen auch nach 2023 einige Kernkraftwerke weiterbetrieben werden?

An dieser Stelle sind Sie gefragt:
Machen Sie sich auf Basis der vorgestellten Szenariorechnungen ein eigenes Bild über diese Alternativen. Diskutieren Sie mit und bewerten Sie die zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten der deutschen Energiewirtschaft.

- 1 -
Szenario-
berechnung
Mehr über die Erstellung von Szenarien in Erfahrung bringen
Erfahren

- 2 -
Szenario-
ergebnisse
Kosten und weitere Ergebnisse der Szenarien analysieren
Betrachten

- 3 -
Szenarien
bewerten
Szenarien diskutieren und bewerten
Abstimmen

Die hier vorgestellten Inhalte sind am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden (EE²) im Rahmen des interdisziplinären Boysen-TUD-Graduiertenkollegs entstanden. Mehr Erfahren

TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

> sustainable energy systems <
Boysen-TUD-Graduiertenkolleg

EE²

Hintergrund
Impressum

Suchen ...

Seite: Szenarioberechnung

Energieszenarien.de

Szenarien vergleichen und bewerten



Energiewende gestalten Szenarioberechnung Szenarioergebnisse An Umfrage teilnehmen Hintergrund

Szenarioberechnung

Die Komplexität der technischen Beschränkungen und der wirtschaftlichen Zusammenhänge von Energiesystemen erfordern die Verwendung umfangreicher mathematischer Modelle zur Berechnung von Szenarien. Nachfolgend werden die herangezogenen Modelle und die damit verbundenen Annahmen im Detail beschrieben. Alternativ gelangen Sie hier direkt zu den Szenarien und den Ergebnissen.

Die Grundlage für die hier vorgestellten Berechnungen bildet ein am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden entwickeltes Strommarktmodell. Das Modell ELTRAMOD INVEST gehört zur ELTRAMOD-Modellfamilie, welche auf den Seiten des Lehrstuhls für Energiewirtschaft näher beschrieben wird. Das Modell ELTRAMOD INVEST bildet den Strommarkt von Deutschland sowie der umliegenden Länder ab (siehe Abbildung unten) und ist zusätzlich mit einem Excel-Modell zur Berechnung der EEG-Umlage gekoppelt.

In dem Modellansatz von ELTRAMOD-INVEST werden keine marktgebietsinternen Netzengpässe berücksichtigt, was dem tatsächlichen Marktergebnis entspricht. In der Realität resultierende Anpassungen von Kraftwerksfahrplänen (Redispatch) werden ebenfalls vernachlässigt. Berücksichtigt sind hingegen zusätzliche Aufwendungen für den Netzausbau bei einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien.

Die Szenariorechnungen werden für einzelne Stichtage für insgesamt 8.760 Stunden durchgeführt. Kalibriert ist das Modell für das Basisjahr 2012. Eine Validierung der Ergebnisse ist ebenfalls für das Jahr 2012 durchgeführt worden. Durchgeführt werden die Szenariorechnungen mit freundlicher Unterstützung des Hochleistungsrechenzentrums der TU Dresden.

Wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse haben die gewählten Annahmen für die zukünftige Entwicklung. Die Ergebnisse der Szenariorechnungen sollten daher immer vor dem Hintergrund dieser interpretiert und diskutiert werden.

Überblick über den Detaillierungsgrad von ELTRAMOD-INVEST

Land	Modellintegration	Detaillierungsgrad
DE	Endogener Kraftwerks-ausbau und Dispatch	Bis zu sieben Effizienzklassen pro Technologie
AT, BE, CH, CZ, DK, FR, LU, NL, PL, SE	Exogener Kraftwerks-ausbau und endogener Dispatch	Eine Effizienzkategorie pro Technologie
Andere Länder	Exogener Stromtausch	Stündliche Import-/Exportmengen

Neben dem Strommarktmodell wird, wie bereits erwähnt, ein EEG-Modell herangezogen, welches die EEG-Umlage für Verbraucher berechnet. Die Entwicklung der sonstigen Stromkostenbestandteile ist der Energiereferenzprognose des Bundeswirtschaftsministeriums entnommen. In Abhängigkeit des Ausbaus Erneuerbarer Energien werden diese hinsichtlich des Netzausbaubedarfs angepasst.

Unten gelangen Sie zu einer Darstellung wesentlicher Modellannahmen sowie der Modellgüte. Eine detailliertere Beschreibung des Modellansatzes von ELTRAMOD-INVEST finden Sie hier im Anhang.

Modellannahmen

Annahmen und Datengrundlage

Anzeigen

Modellgüte

Ergebnisse des Vergleichs mit dem Basisjahr

Anzeigen

Direkt zu den Ergebnissen

Seite: Szenarioergebnisse

Energieszenarien.de

Szenarien vergleichen und bewerten



Energiewende gestalten

Szenarioberechnung

Szenarioergebnisse

An Umfrage teilnehmen

Hintergrund

Szenarioergebnisse

Szenariodefinition

Überblick über die Szenarien

Insgesamt werden vier abweichende Szenariokonfigurationen untersucht, die folgende Alternativen repräsentieren:

- Soll die Energiewende wie bisher fortgesetzt werden? ⇒ **Referenz**
- Soll zusätzlich ein zügiger Braunkohle-Ausstieg umgesetzt werden? ⇒ **Braunkohle-Ausstieg**
- Soll die Energiewende noch schneller umgesetzt werden? ⇒ **Ambitioniert**
- Soll die Energiewende gebremst werden? ⇒ **Konventionell**

Referenz

Braunkohle-Ausstieg

Ambitioniert

Konventionell



- Fortsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung

- Fortsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung
- Ausstieg aus der Braunkohle-Verstromung

- Ausstieg aus der Braunkohle-Verstromung bis 2030
- Erhöhung der Erneuerbaren-Energie-Ziele

- Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken
- Keine Erneuerbare Energien Ziele nach 2020

[Weitere Informationen zur Szenariokonfiguration](#)

Ergebnisse

Kurz und knapp

Die Ergebnisse in 2030 im Vergleich zu 2012:

Relative Veränderung im Vergleich zu 2012

In absoluten Zahlen

Szenarien	Basisjahr (absolut)	A	B	C	D
Jahr	2012	2030	2030	2030	2030
Technologieanteil					
Braunkohle [%]	30%	-30%	-100%	-100%	+46%
Erneuerbare Energien [%]	25%	+136%	+136%	+200%	-3%
Kernenergie [%]	17%	-100%	-100%	-100%	-33%
Umweltverträglichkeit					
Kohlendioxid [Mio. t]	297,7	-36%	-60%	-70%	+4%
Stickoxide [kt]	295,3	-39%	-66%	-68%	-30%
Flächennutzung [Tsd. km ²]	9,7	+19%	+16%	-56%	-54%
Versorgungssicherheit					
Anteil Steuerbare Leistung [%]	122%	-38%	-40%	-41%	-21%
Nettostromimporte [TWh]	-25,9	-68%	-231%	-94%	-74%
Wert Rohstoffimporte [Mrd. €]	7,6	-51%	-39%	-43%	-44%
Versorgungssicherheit im Netz	konstant	konstant	konstant	konstant	konstant
Wirtschaftlichkeit (Preise inflationsbereinigt)					
Großhandelspreis [€2012/MWh]	42,6	-11%	+20%	-4%	-10%
Haushaltsstromkosten [€2012/Monat]	67,3	-1%	+2%	+13%	-11%
Industriepreis [€2012/MWh]	123,6	+4%	+11%	+34%	-16%
Direkte Beschäftigte [Tsd.]	212,1	-12%	-12%	-18%	-49%

Detaillierte Ergebnisse betrachten

Bewerten

Stimmen Sie ab

Für welches Szenario würden Sie sich entscheiden, wenn Sie eine Wahl treffen müssten?

☐ Szenario A - Referenz

☐ Szenario B - Braunkohle-Ausstieg

☐ Szenario C - Ambitioniert

☐ Szenario D - Konventionell

Abstimmen

Ergebnisse

Bitte nehmen Sie hier auch an der ca. 5 minütigen Umfrage teil.

Kommentar verfassen

Name *

Email *

Website

Kommentieren

☐ Benachrichtige mich über nachfolgende Kommentare via E-Mail.

☐ Benachrichtige mich über neue Beiträge via E-Mail.

A.14 Onlinebefragung mit Limesurvey

Energieszenarien.de - Bewertung der Szenarien
 Umfrage im Rahmen des Boysen-TUD-Graduiertkollegs der TU Dresden

Willkommen zur Umfrage über die Zukunft der deutschen Stromversorgung!



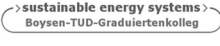
Die nachfolgende Umfrage ist Bestandteil eines Forschungsprojekts zur Akzeptanz der Energiewende an der TU Dresden.

In der Umfrage geht es darum, wie Sie sich die zukünftige Stromversorgung bis 2030 vorstellen. Dazu werden Ihnen vier alternative Szenarien vorgestellt, welche Sie anschließend bewerten können.

Zur Beantwortung der Fragen benötigen Sie etwa 5-10 Minuten.

Die Teilnahme und die Beantwortung der Fragen ist freiwillig. Alle Angaben werden selbstverständlich vertraulich behandelt und anonymisiert ausgewertet.

Herzlichen Dank für Ihre Teilnahme
 Daniel Schubert

Weiter →

 Umfrage verlassen und Antworten löschen

Energieszenarien.de - Bewertung der Szenarien
 Umfrage im Rahmen des Boysen-TUD-Graduiertkollegs der TU Dresden

0% 100%

Zunächst einige allgemeine Fragen zur Energie- und Umweltpolitik:

Wenn Sie sich entscheiden müssten:

Was ist Ihrer Meinung nach die wichtigste Eigenschaft der Energieversorgung? Dass sie klimafreundlich, dass sie preiswert oder dass sie zuverlässig ist?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

- ☐ Klimafreundlich
- ☐ Preiswert
- ☐ Zuverlässig
- ☐ Weiß nicht

Es wird in den Medien viel über den globalen Klimawandel berichtet und diskutiert.

Wie denken Sie darüber, welcher der folgenden Aussagen stimmen Sie am ehesten zu?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

- ☐ Ein globaler Klimawandel findet bereits statt
- ☐ Ein globaler Klimawandel wird später eintreten
- ☐ Ein globaler Klimawandel wird nicht eintreten
- ☐ Weiß nicht

Wer ist aus Ihrer Sicht verantwortlich für den Klimawandel?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

- ☐ Verantwortlich ist der Mensch
- ☐ Verantwortlich sind natürliche Prozesse
- ☐ Verantwortlich sind beide Faktoren
- ☐ Weiß nicht

← Zurück
 Weiter →

 Umfrage verlassen und Antworten löschen

Energieszenarien.de - Bewertung der Szenarien
 Umfrage im Rahmen des Boysen-TUD-Graduiertkollegs der TU Dresden

0% 100%

Nachfolgend werden vier alternative Szenarien vorgestellt, die darstellen, wie die Stromversorgung bis 2030 gestaltet sein könnte.

Bitte nehmen Sie sich mindestens zwei Minuten Zeit um die Szenarien und deren Ergebnisse miteinander zu vergleichen, um die anschließenden Fragen zu beantworten. Beachten Sie bitte auch die Hinweise unten.

Vorstellung der Szenarien

Szenarien	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> A <small>REFERENZ</small> </div> <div style="text-align: center;"> B <small>BRAUNKOHLE-AUSSTIEG</small> </div> <div style="text-align: center;"> C <small>AMBITIONIERT</small> </div> <div style="text-align: center;"> D <small>KONVENTIONELL</small> </div> </div>				
Beschreibung	<div style="display: flex; justify-content: space-around; font-size: 0.8em;"> <div>Fortsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung</div> <div>Wie A (REFERENZ) und Braunkohle-Ausstieg</div> <div>Braunkohle-Ausstieg und verstärkter Erneuerbare-Energien-Ausbau (ohne Biomasse)</div> <div>Weiterbetrieb Kernkraftwerke und Stopp der Förderung von Erneuerbaren Energien</div> </div>				
Zeitperiode	2012	2030			
Technologieanteil am Stromverbrauch		A	B	C	D
Braunkohle [%]	30%	21%	0%	0%	43%
Erneuerbare Energien [%]	25%	59%	59%	75%	24%
Kernenergie [%]	17%	0%	0%	0%	12%
Umweltverträglichkeit		A	B	C	D
Treibhausgas: Kohlendioxid [Mio. t]	298	190	119	88	310
Luftschadstoff: Stickoxide [kt]	295	180	129	94	205
Flächennutzung [% Fläche der BRD]	2.7%	3.2%	3.2%	1.2% ^a	1.3% ^a
Versorgungssicherheit^c		A	B	C	D
Anteil Steuerbare Leistung [%] ^d	122%	75%	73%	71%	96%
Nettostromimporte [TWh]	-25.9	-8.4	33.9	-1.6	-6.8
Wert Rohstoffimporte [Mrd. € ₂₀₁₂] ^e	7.6	3.7	5.4	4.3	4.3
Wirtschaftlichkeit		A	B	C	D
Börsenstrompreis [€/MWh] ^f	43	38	51	41	38
Haushaltsstromkosten [€/MWh] ^g	67	67	69	76	60
Industriestrompreis [€/MWh] ^h	124	129	137	165	104
Beschäftigte im Stromsektor [Tsd.]	212	187	188	174	109

^a Stickoxide (NO_x) sind lokale Luftschadstoffe, die zum Beispiel Atemwegsreizungen, Smog oder sauren Regen verursachen.
^b Flächennutzung geht in Szenario C sowie D insbesondere durch die geringere Biomasse-Verstromung zurück, deren Anbau vergleichsweise flächenintensiv ist.
^c Die Versorgungssicherheit auf Netzebene wird in allen Szenarien durch einen entsprechenden Netzausbau sichergestellt.
^d Anteil der steuerbaren Erzeugungslleistung von Kraftwerken an der Jahreshöchstlast in Deutschland. Ein Wert unter 100% bedeutet, dass die Höchstlast auch aus Anlagen mit fluktuierender Erzeugung bzw. durch Stromimporte gedeckt wird.
^e Zahlen in €₂₀₁₂ sind inflationbereinigt.
^f Beschäftigung geht in Szenario D insbesondere aufgrund geringerer Nutzung von eher dezentralen und wartungsintensiven Erneuerbaren Energie Anlagen zurück.

Detailliertere Informationen zu den einzelnen Szenarien finden Sie direkt auf www.energieszenarien.de

Bitte beantworten Sie nun folgende Fragen zu den Szenarien. Hierbei geht es jeweils um Ihre persönliche Meinung, daher gibt es keine richtigen oder falschen Antworten.

Welches Szenario entspricht Ihrer Meinung am ehesten den einzelnen energiepolitischen Zielen Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit?

	A	B	C	D	
	Referenz	Braunkohle-Ausstieg	Ambitioniert	Konventionell	
Umweltverträglichkeit	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Versorgungssicherheit	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Wirtschaftlichkeit	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Wenn Sie sich entscheiden müssten, welches Szenario sollte Ihrer Meinung nach in Deutschland umgesetzt werden?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

☐ Referenz
☐ Braunkohle-Ausstieg
☐ Ambitioniert
☐ Konventionell

Wie sicher waren Sie sich bei der Wahl eines Szenarios, dass Ihrer Meinung nach in Deutschland umgesetzt werden soll?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

Hat Ihnen eine Option (Szenario) zur Ausgestaltung des zukünftigen Stromsystems gefehlt?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

☐ Nein
☐ Ja, und zwar folgende Option:
☐ keine Antwort

Hat Ihnen eine Option (Szenario) zur Ausgestaltung des zukünftigen Stromsystems gefehlt?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

☐ Nein
☐ Ja, und zwar folgende Option:
☐ keine Antwort

Bitte geben Sie hier Ihren Kommentar ein.:

Welche drei Faktoren waren Ihnen bei der Wahl eines Szenarios am wichtigsten?

Bitte wählen Sie 3 Antworten aus.

Ihre Auswahl	Ihre Rangfolge
Anteil Steuerbare Leistung	
Industriepreis	
Haushaltsstromkosten	
Anteil Erneuerbarer Energien	
Anteil Braunkohle	
Direkte Beschäftigte	
Wert Rohstoffimporte	
Nettostromimporte	
Anteil Kernenergie	
Großhandelspreis	
Luftschadstoff: Stickoxide	
Flächennutzung	
Treibhausgas: Kohlendioxid	

1. Klicken Sie auf ein Element in der Liste links, beginnen Sie mit dem von Ihnen am höchsten bewerteten Element und fahren Sie fort bis zum niedrigsten. Sie können die Reihenfolge auch im Rangfolge-Fenster (rechts) verändern.

Hat Ihnen ein Faktor zur Bewertung der Energieszenarien gefehlt?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

☐ Nein
☐ Ja, und zwar folgender Faktor:
☐ keine Antwort

Bitte geben Sie hier Ihren Kommentar ein.:

Zurück Weiter

Umfrage verfassen und Antworten löschen

Energieszenarien.de - Bewertung der Szenarien
Umfrage im Rahmen des Boysen-TUD-Graduiertkollegs der TU Dresden

0% 100%

Zuletzt folgen noch einige persönliche Angaben, diese werden rein für statistische Zwecke verwendet! In jedem Fall sind Ihre Angaben anonym.

Bitte geben Sie Ihr Geschlecht an:

☐ weiblich ☐ männlich ☒ keine Antwort

Wie alt sind Sie?

1. Bitte in ganzen Jahren angeben.

Welchen letzten Bildungsabschluss haben Sie?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

☐ noch Schüler
☐ Schule beendet ohne Abschluss nach der 8. Klasse
☐ Hauptschulabschluss (POS 8. Klasse/Volksschule)
☐ Realschulabschluss (POS 10. Klasse/mittlere Reife)
☐ Gymnasium (EOS 12. Klasse/Abitur)
☐ Fachhochschulabschluss
☐ Hochschulabschluss
☒ keine Antwort

In welchem Bundesland wohnen Sie?

Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:

Bitte auswählen...

1. Bitte geben Sie hier das Bundesland an, in dem sich Ihr Haushalt befindet.

<p>Wenn am kommenden Sonntag Bundestagswahl wäre, welcher Partei würden Sie Ihre Stimme geben?</p> <p><i>Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:</i></p> <p><input type="radio"/> CDU/CSU</p> <p><input type="radio"/> SPD</p> <p><input type="radio"/> Bündnis 90/Die Grünen</p> <p><input type="radio"/> Die Linke</p> <p><input type="radio"/> FDP</p> <p><input type="radio"/> Piratenpartei</p> <p><input type="radio"/> AfD</p> <p><input type="radio"/> NPD</p> <p><input type="radio"/> Andere Partei: <input type="text"/></p> <p><input checked="" type="radio"/> keine Antwort</p>
<p>Wie hoch ist das monatliche Nettoeinkommen aller Personen in Ihrem Haushalt?</p> <p><i>Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:</i></p> <p><input type="text" value="Bitte auswählen..."/></p>
<p>Wie viele Personen leben in Ihrem Haushalt; Sie selbst mit eingeschlossen?</p> <p><i>Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:</i></p> <p><input type="text" value="Bitte auswählen..."/></p>
<p>Haben Sie einen Ökostromtarif?</p> <p><i>Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:</i></p> <p><input type="radio"/> Ja</p> <p><input type="radio"/> Nein</p> <p><input type="radio"/> Weiß nicht</p> <p><input checked="" type="radio"/> keine Antwort</p>
<p>Welchen Bezug haben Sie zur Energiewirtschaft bzw. energiewirtschaftlichen Themen?</p> <p><i>Bitte wählen Sie einen oder mehrere Punkte aus der Liste aus.</i></p> <p><input type="checkbox"/> Bezug im Studium</p> <p><input type="checkbox"/> Beruf bzw. Arbeit</p> <p><input type="checkbox"/> Allgemein interessiert am Thema</p> <p><input type="checkbox"/> Kein Bezug</p> <p><input type="checkbox"/> Sonstiges: <input type="text"/></p>
<p>Wie sind Sie auf Energieszenarien.de bzw. diese Umfrage aufmerksam geworden?</p> <p><i>Bitte wählen Sie eine der folgenden Antworten:</i></p> <p><input type="radio"/> Homepage der TU Dresden</p> <p><input type="radio"/> E-Mailverteiler</p> <p><input type="radio"/> Energie & Management</p> <p><input type="radio"/> Energiewirtschaftliche Tagesfragen</p> <p><input type="radio"/> energeate-Newsletter</p> <p><input type="radio"/> BIZZ-Energy Newsletter</p> <p><input type="radio"/> Zufällig entdeckt</p> <p><input type="radio"/> Sonstiges: <input type="text"/></p> <p><input checked="" type="radio"/> keine Antwort</p>
<p>← Zurück Absenden</p> <p>Umfrage verlassen und Antworten löschen</p>

Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden

Technische Universität Dresden
Fakultät Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

In der Schriftenreihe sind auf Qucosa®, dem sächsischen Dokumenten- und Publikationsserver, bisher erschienen:

- | | |
|----------------|---|
| Band 1 | Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets
(Friedrich Kunz)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-108793 |
| Band 2 | Der Stromausfall in München - Einfluss auf Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und auf die Akzeptanz Erneuerbarer Energien
(Daniel K. J. Schubert, Thomas Meyer, Alexander von Selasinsky, Adriane Schmidt, Sebastian Thuß, Niels Erdmann und Mark Erndt)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-117777 |
| Band 3 | Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland
(Fabian Hinz, Daniel Iglhaut, Tobias Frevel, Dominik Möst)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381 |
| Band 4 | Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Ressourcen im Freistaat Sachsen
(Hannes Hobbie, Vera Schippers, Michael Zipf, Dominik Möst)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-153350 |
| Band 5 | Energiewende Sachsen - Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze
Beiträge der Abschlusskonferenz des ENERSAX-Projektes
(Dominik Möst und Peter Schegner (Hrsg.))
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-156464 |
| Band 6 | Electricity transmission line planning: Success factors for transmission system operators to reduce public opposition
(Stefan Perras)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-161770 |
| Band 7 | Renewable energy in North Africa: Modeling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment
(Christoph Philipp Kost)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-176538 |
| Band 8 | Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte
(Dominik Möst, Fabian Hinz, Matthew Schmidt, Christoph Zöphel)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-184452 |
| Band 9 | The integration of renewable energy sources in continuous intraday markets for electricity
(Alexander von Selasinsky)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-202130 |
| Band 10 | Bewertung von Szenarien für Energiesysteme
(Daniel Kurt Josef Schubert)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-202226 |



Kurzzusammenfassung

Die Dissertationsschrift führt im Gegensatz zu bisherigen Ansätzen im Zusammenhang mit der Energiewende einen Perspektivwechsel hin zur gesellschaftlichen Berücksichtigung herbei. Bisherige Szenariostudien richteten ihren Fokus auf die technische Machbarkeit sowie einzelne Kosten- und Umweltaspekte, wie in der Voranalyse der Arbeit gezeigt wird. Die Gesellschaft spielt in diesem Fall eine sekundäre Rolle. Statt einer Berücksichtigung im vorab geschalteten Entscheidungsprozess werden so häufig erst im Anschluss Zeit und Aufwand in die nachgelagerte Überzeugung der Bevölkerung investiert. Der in der Arbeit verfolgte Ansatz setzt konsequent darauf, gesellschaftliche Präferenzen und Barrieren vorab in die Entscheidungsfindung einzubeziehen, damit Entscheidungen selbst nachhaltig Bestand haben. Dazu werden repräsentative Telefonbefragungen genutzt, mit denen einerseits die Präferenzen der Bevölkerung, andererseits die Grenzen der Akzeptanz in Form der Zahlungsbereitschaft ermittelt werden. Erst im Anschluss daran werden Szenariorechnungen durchgeführt, um energiepolitische Handlungsoptionen auch quantitativ bewerten zu können. Bei der anschließenden Gegenüberstellung von gesellschaftlichen Barrieren und Modellergebnissen werden jedoch auch die Grenzen dieses Ansatzes vor Augen geführt: So kann eine aus Bevölkerungsperspektive erwünschte Handlungsoption (hier der Braunkohleausstieg) auch an politischen und rechtlichen Schranken scheitern.

Autor

Daniel Kurt Josef Schubert schloss an der Julius-Maximilians-Universität in Würzburg das Studium als Diplom-Volkswirt und Diplom-Kaufmann sowie Europarechtsökonom (Univ.-Würzburg) ab. Anschließend war er von 2010 bis 2012 als Unternehmensberater im Düsseldorfer Energy Advisory Team von PricewaterhouseCoopers tätig. Sein Promotionsstudium an der Technischen Universität Dresden begann Herr Schubert im Mai 2012 im Rahmen des Boysen-TUD-Graduiertenkollegs, welches er im April 2016 beendete.